

ANDRÉ KRAUSS QUEIROZ

**SISTEMA DE SUPORTE ÀS ESTRATÉGIAS DE
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**Florianópolis-SC
2010**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**SISTEMA DE SUPORTE ÀS ESTRATÉGIAS DE
COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

ANDRÉ KRAUSS QUEIROZ

Florianópolis, dezembro de 2010.

SISTEMA DE SUPORTE ÀS ESTRATÉGIAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

André Krauss Queiroz

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em Planejamento de Sistemas de Energia, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

Raimundo Celeste GhizoniTeive, Dr.Eng.
Orientador

Roberto de Souza Salgado, PhD. Eng.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Raimundo Celeste GhizoniTeive, Dr.Eng.

Fabíola Sena Vieira Silveira, Dra. Eng.

ErlonCristianFinardi, Dr. Eng.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

SISTEMA DE SUPORTE ÀS ESTRATÉGIAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

André Krauss Queiroz

Orientador: Raimundo C. GhizoniTeive, Dr.

Área de Concentração: Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica

Palavras-chave: risco;*value-at-risk*; contratos; comercialização de energia e simulação.

À medida que os competitivos e instáveis mercados de eletricidade se consolidam, os geradores, comercializadores, consumidores livres e distribuidores de energia elétrica buscam maior certeza nos custos e receitas de suas empresas por meio da prática de *hedging* na contratação e comercialização. Objetivos estes envolvem monitoramento, quantificação e controle dos riscos de comercialização nos mercados atacadista e varejista que, por sua vez, requerem ferramentas apropriadas de gerenciamento. As funções objetivo para a otimização de um portfólio de energia devem levar em conta medidas que demonstrem a expectativa do retorno dos investimentos e também medidas que indiquem a exposição dos agentes no mercado, ou seja, considerar riscos. A partir dessa conclusão, a presente dissertação apresenta uma modelagem integrada do problema de definição de estratégia de comercialização de energia elétrica do ponto de vista de um agente gerador, tendo por objetivo maximizar a receita do vendedor pela adequada relação risco-benefício. Técnicas de otimização utilizando programação linear em conjunto com simulações de risco são as bases do modelo.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

SUPPORT SYSTEM FOR MARKETING STRATEGIES OF POWER

André Krauss Queiroz

Advisor: Raimundo C. GhizoniTeive, Dr.

Area of Concentration: Planning of Electric Power Systems

Palavras-chave: risk, contracts, value-at-risk, trading energy and simulation.

As the unstable and competitive electricity markets consolidate, generators, marketers, distributors and free consumers of electricity seek greater certainty on costs and revenues of their businesses through the practice of hedging in hiring and marketing. These goals involve monitoring, measuring and controlling the risks of marketing in retail and wholesale markets, which in turn require appropriate management tools. The objective functions for optimizing a portfolio of energy must take into account measures that demonstrate the expected return of investment and measures that indicate the exposure of market players, ie to consider risks. From this conclusion, this paper presents an integrated modeling of the problem of defining the marketing strategy of electric power from the viewpoint of an agent generator, aiming to maximize revenue from the seller adequate risk-benefit ratio. Optimization techniques using linear programming together with simulations of risk are the basis of the model.

*Aos meus pais, Flávio e
Heliana, pelo amor
incondicional.*

AGRADECIMENTOS

O primeiro agradecimento é à minha família, pela longa caminhada unidos. A meu pai, Flávio Queiroz, sou sinceramente grato pela demonstração de confiança no filho; à minha mãe, Heliana Krauss, pelo suporte afetivo e por motivar-me dizendo que na família não havia mestre; aos irmãos, Flávio Henrique, Tales, Leonardo e Lucas, pelo companheirismo sempre alegre e, ao meu avô, Omar Kraüss, agradeço o aprendizado “que de difícil a vida não tem nada”.

Ao Prof. Raimundo Celeste GhizoniTeive, meu orientador acadêmico, pela amizade, compreensão, ensinamentos, oportunidades e, principalmente, pela confiança demonstrada e palavras sábias nos momentos oportunos.

À Fabíola Sena Vieira Silveira e Prof. ErlonFinardi, pela dedicação na banca examinadora e indispensáveis colaborações neste trabalho.

Agradeço a todos os professores do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica - LabPlan, em nome do Prof. IldemarDecker, por propiciarem excelente ambiente de trabalho, dedicarem e exigirem o mesmo dos alunos no tocante à excelência nas pesquisas acadêmicas. A estima, em especial, ao Prof. Edson Luiz da Silva, pelas palavras de conselho nos momentos decisivos.

Aos colegas do LabPlan: Felipe Trevisan e George Gavioli (amigos da turma 021 da graduação), Marcelo Benetti, Vanessa Araújo, Ritchie Guder, Gelson Brigatto e Flávia Sá, que vivenciaram comigo árduas e valiosas experiências nas disciplinas da pós-graduação.

Aos amigos que fiz devido ao convívio no LabPlan: Raphael Gonçalves, Matheus Cruz, Otávio Vaz, Vitor Matos, Fabrício Takigawa, Diego Issicaba, Edison Neto, Marcelo Agostini, Marcelo Santos, Fabiano Andrade, Maurício Sperandio, Alexandre Zucarato, Diego Brancher e Daniel Dotta, pelos momentos de descontração e troca de conhecimento. Consideração especial aos amigos Gustavo Arfux e Thales Lange, pela dedicação em equipe.

Aos amigos e colegas de trabalho do Ministério de Minas e Energia, em especial os do Departamento de Planejamento Energético e da Assessoria Econômica, agradeço pela ampla experiência profissional.

Aos amigos diversos, mesmo os que não estiveram no convívio do dia-a-dia mas sabem o quão presentes são, o apreço por fortalecerem e desenvolverem a minha pessoa.

Aos familiares: obrigado pelo carinho e bondade. A raiz é forte e bem cuidada.

Não posso deixar de agradecer à Joaquina e Babilônia, por confortável acolhida.

Finalmente, esta pesquisa contou com o apoio financeiro da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1	Contextualização do Problema	1
1.2	Objetivos Gerais e Específicos	5
1.2.1	Objetivo Principal	5
1.2.2	Objetivos Específicos	5
1.3	Estrutura do trabalho	5
2.	MERCADO BRASILEIRO	7
2.1	Introdução	7
2.2	Governança setorial	7
2.3	Ambientes de contratação	8
2.3.1	Ambiente de contratação regulada - ACR	8
2.3.2	Ambiente de contratação livre - ACL	10
2.4	Conceitos essenciais na área de comercialização	12
2.4.1	Centro de Gravidade e submercado	12
2.4.2	Garantia Física - GF	13
2.4.3	Mecanismo de realocação de energia - MRE	13
2.5	O mercado de curto prazo brasileiro - MCP	14
2.5.1	Obrigatoriedade de contratação dos agentes de consumo	15
2.5.2	Obrigatoriedade de garantia de lastro de venda	18
2.5.3	Liquidação da geração hidráulica e térmica no mercado de curto prazo	19
2.6	Operação e formação do preço de curto de prazo	20

2.6.1 A otimização eletroenergética	21
2.6.2 Preços e volatilidade	25
2.7 Comentários Finais	27
3. GERENCIAMENTO DE RISCOS	28
3.1 Introdução	28
3.2 Fatores geradores de risco	28
3.3 Proteção por contratos	30
3.4 Métricas de risco	33
3.4.1 Markowitz	34
3.4.2 Valor em risco - VaR	35
3.4.3 Valor em risco condicional - CVaR	37
3.5 Comentários Finais	39
4. MODELO PROPOSTO	41
4.1 Introdução	41
4.2 Formulação matemática do problema	41
4.3 Premissas do modelo	44
4.4 Formulação matemática aplicando a programação linear	47
4.5 Modelagem probabilística	49
4.6 Modelagem de aversão ao risco de exposição ao mercado de curto prazo	50
4.7 Simulação considerando contratos derivativos	51
4.8 Cálculo do risco	52
4.9 Fluxograma resumo do modelo	54
4.10 Funcionalidades práticas do modelo	55

4.11 Comentários finais	56
5. RESULTADOS	57
5.1 Introdução	57
5.2 Apresentação do caso determinístico	57
5.3 Cálculo probabilístico	60
5.4 Inserção de restrição mínima bilateral	67
5.5 Inserção de contratos derivativos	71
5.6 Comentários finais	73
6. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	75
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	77

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1 - Montantes de energia negociados no ACL e ACR. Fonte: CCEE.....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 2 - Composição do ACL. Fonte: CCEE.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 3 – Evolução do mercado de curto prazo. Fonte: CCEE.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 4 – Montantes de energia por tipos de contratos registrados na CCEE. Fonte:CCEE.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 5 – Visão geral da operação energética do SIN. Fonte: (MATOS, 2008).</i>	<i>23</i>
<i>Figura 6 – Visão geral do cálculo do preço do mercado de curto prazo (PLD). Fonte: CCEE.</i>	<i>24</i>
<i>Figura 7 – Preço do mercado de curto prazo (PLD), médias mensais. Fonte de dados: CCEE.</i>	<i>26</i>
<i>Figura 8 – VaR para distribuições gerais. (Adaptado de JORION, 1998).....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 9 - CVaR para distribuições gerais.(Adaptado de JORION, 1998).....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 10 – Fluxograma resumo do modelo.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 11 – Contratos candidatos.</i>	<i>58</i>
<i>Figura 12 - Resultado de receitas esperadas x VaR, caso probabilístico.</i>	<i>62</i>
<i>Figura 13 - Análise do comportamento de risco VaR e CVaR, caso probabilístico.</i>	<i>66</i>
<i>Figura 14 - Resultado de receitas esperadas x VaR, caso contratação mínima bilateral.</i>	<i>68</i>
<i>Figura 15 - Resultado de receitas esperadas x VaR, caso inserção de contrato derivativo.</i>	<i>72</i>

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 1 - Volumes máximos dos contratos candidatos [MW].</i>	58
<i>Tabela 2 - Cenário base de PLD [R\$/MWh].</i>	59
<i>Tabela 3 - Preços dos contratos candidatos [R\$/MWh].</i>	59
<i>Tabela 4 – Alocação ótima de energia nos contratos, caso determinístico [MW].</i>	59
<i>Tabela 5 – Alocação ótima de energia no curto prazo, caso determinístico [MW].</i>	60
<i>Tabela 6 - Dados de entrada de preços dos contratos candidatos, caso probabilístico.</i>	61
<i>Tabela 7 - Resultado de receitas esperadas, caso probabilístico.</i>	62
<i>Tabela 8 – Alocação ótima de energia nos contratos, caso probabilístico da K16 [MW].</i>	63
<i>Tabela 9 – Alocação ótima de energia no curto prazo, caso probabilístico da K16 [MW].</i>	63
<i>Tabela 10 – Alocação ótima de energia nos contratos, caso probabilístico da K30 [MW].</i>	64
<i>Tabela 11 – Alocação ótima de energia no curto prazo, caso probabilístico da K30 [MW].</i>	64
<i>Tabela 12 - Sensibilidade dos resultados de risco, caso probabilístico.</i>	65
<i>Tabela 13 - Resultados das receitas esperadas, caso contratação mínima bilateral.</i>	68
<i>Tabela 14 - Sensibilidade dos resultados de risco, caso bilateral mínimo.</i>	69
<i>Tabela 15 - Resultados das receitas esperadas, caso contratação mínima bilateral.</i>	70
<i>Tabela 16 - Dados de entrada do contrato derivativo.</i>	71
<i>Tabela 17 – Cenário de PLD base no final do horizonte.</i>	71
<i>Tabela 18 - Resultados das carteiras ótimas, caso inserção de contrato derivativo.</i>	72

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACL:	Ambiente de Contratação Livre
ACR:	Ambiente de Contratação Regulada
APE:	Autoprodutor
ARP(p):	Modelo Auto-Regressivo Periódico de ordem p
CAR:	Curva de Aversão ao Risco
CCEAR:	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE:	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CE:	Consumidor Especial
CEPEL:	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CL:	Consumidor Livre
CMO:	Custo Marginal de Operação
CMSE:	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE:	Conselho Nacional de Política Energética
CO&M:	Custo de Operação e Manutenção
CVaR:	<i>Conditional Value at Risk</i>
DAM:	Desvio Absoluto Médio
EPE:	Empresa de Pesquisa Energética
FCF:	Função de Custo Futuro
GF:	Garantia Física
GLPK:	<i>Gnu Linear Programming Kit</i>
MCP:	Mercado de Curto Prazo
MME:	Ministério de Minas e Energia
MRE:	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS:	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH:	Pequena Central Hidrelétrica
PDD:	Programação Dinâmica Dual
PDDE:	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PDO:	Programa Diário da Operação
PLD:	Preço de Liquidação de Diferenças
PMO:	Programa Mensal da Operação
POCP:	Procedimentos Operativos de Curto Prazo
SCL:	Sistema de Contabilização e Liquidação
SIN:	Sistema Interligado Nacional
TEO:	Tarifa de Energia de Otimização

UHE:	Usina Hidrelétrica
UTE:	Usina Termelétrica
VaR:	<i>Value at Risk</i>

1. INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização do Problema

O setor elétrico constitui-se como um dos principais alicerces da infraestrutura de um país. A energia elétrica é insumo essencial para o bem estar da população, bem como para o desenvolvimento e crescimento econômico através principalmente da atividade comercial e industrial. Uma política pública eficiente oferece mecanismos que viabilizam o acesso à energia pela sociedade com qualidade e a um preço competitivo.

Com objetivo de propiciar estes mecanismos que gerem ambiente favorável ao crescimento sustentado da oferta de energia elétrica, no início deste século houve nova reestruturação do setor. Ancorado pelas premissas de promover livre competição, modicidade tarifária, livre acesso às redes de transmissão e distribuição, liberdade na negociação de contratos, universalização do serviço, segurança do suprimento de energia elétrica e uma regulação técnica e econômica eficientes.

Esta reestruturação compreendeu uma completa reorganização de seus instrumentos de planejamento, financiamento, promoção à expansão através da contratação de longo prazo por meio de leilões, coordenação e supervisão integrada, além também da governança para comercialização dos diversos produtos e serviços de energia elétrica, formando assim um mercado.

Dado que o país apresenta uma matriz elétrica predominantemente hidrelétrica com acoplamento espacial de cascatas, o sistema de despacho é centralizado. Face à disponibilidade de água, a oferta de energia está fortemente ligada à natureza estocástica das afluições. Como consequência, o despacho e o preço deste mercado apresentam uma natural incerteza que pode comprometer o retorno esperado dos agentes participantes que celebram contratos neste ambiente.

À medida que os competitivos mercados de eletricidade se consolidam, geradores, comercializadores, consumidores livres e distribuidores de energia elétrica buscam certeza em seus custos e em suas receitas por meio da prática de *hedging* na contratação e na comercialização. Tais objetivos envolvem quantificação, monitoramento e controle dos riscos de comercialização nos mercados atacadista e varejista que, por sua vez, requerem ferramentas apropriadas de gerenciamento.

A perspectiva que se apresenta para o setor elétrico é ainda mais desafiadora quanto à necessidade de tomada de decisões sob incerteza. Entre outros fatores pode-se antever uma intensificação do ambiente competitivo devido a: (a) diversificação das formas de compra de energia elétrica; (b) crescimento do número de consumidores livres, pelo maior nível de informação dos consumidores em geral, e ainda pelo maior número de ofertas das empresas fornecedoras e comercializadoras, na busca do aumento de suas fatias de mercado.

Gera-se assim um ambiente de oportunidades, porém também de dúvidas, para o qual são necessários esforços de pesquisa que dêem suporte aos processos decisórios sobre negociação de energia elétrica.

As funções objetivo para a otimização de um portfólio de energia devem levar em conta medidas que demonstrem a expectativa do retorno dos investimentos e também medidas que indiquem a exposição dos agentes no mercado, ou seja, o risco.

Uma série de contribuições tem sido observada na literatura no tocante às aplicações de portfólios de contratos de energia elétrica em termos de benefício e risco, destacam-se as abaixo referenciadas.

SCHOUGHANA (2007), destaca algumas características do setor elétrico como: (i) o tempo longo de resposta para que a expansão da geração atenda ao crescimento da demanda; (ii) o sinal de preço que estimula os investimentos deve ser captado muito antes do que outros produtos de ciclo mais curto de produção; (iii) fatores que determinam o preço no curto prazo são diferentes dos que o determinam no longo prazo. O preço futuro da eletricidade é função da viabilidade econômica do investimento (oferta) e da viabilidade econômica dos produtos que consomem esse bem (demanda).

As ferramentas necessárias para auxiliar os agentes na contratação de energia elétrica são distintas para cada ambiente de mercado, pois dependem das regras e da amplitude das atividades dos agentes nesse ambiente. Em geral, os requisitos do agente são ditados pelo seu papel no mercado, pelo ambiente de negócios e pelas regras e protocolos do mercado (ALBUYEH e KUMAR, 2003).

LIU et.al. (2007) observa que em mercados de energia, em geral, os preços são mais voláteis que qualquer outra *commodity*. Essa extrema volatilidade justifica a importância e a necessidade do gerenciamento de risco. O trabalho apresenta técnicas financeiras de *hedging* utilizando instrumentos derivativos adaptados ao contexto do setor elétrico.

CABERO et al (2005), apresenta uma metodologia interessante para gerenciamento integrado de risco de mercado de uma empresa

situada no mercado espanhol de energia, com plantas hidrelétricas e termelétricas de geração de energia no médio prazo (um ano). A metodologia proposta inclui três passos: (i) geração de cenários de preço; (ii) aproximação desses cenários para uma árvore multi-variada; (iii) otimização do desempenho financeiro da companhia via programação estocástica. O modelo de otimização permite a composição de um portfólio diversificado com o intuito de mitigação de risco.

A impossibilidade da variância distinguir desvios positivos de desvios negativos em relação à média e também de não analisar perdas extremas levou KONNO e YAMASAKI (1991) propor o Desvio Absoluto Médio - DAM. Este modelo não solucionou as perdas extremas, e o fato do comportamento do Preço de Liquidação de Diferenças - PLD não ser uma distribuição normal, inviabilizou a ampla utilização do DAM.

(BJORGAN, CHEN-CHING et al, 1999) disserta acerca de contratos derivativos futuros, expõe que a liquidação do contrato não é usualmente uma entrega física do bem, mas sim a diferença entre o valor contratual do ativo e do valor de mercado. Isso também é válido para o mercado futuro de eletricidade, segundo (DENG E OREN, 2006) a entrega física da quantidade contratada é muito menor que nos contratos bilaterais.

MARZANO et al (2003), desenvolveu um modelo aplicado ao contexto do setor elétrico brasileiro. A formação de cenários de preço é baseada nas simulações do custo marginal de operação, via modelo NEWAVE. Em seu trabalho, é feita uma comparação entre contratos bilaterais imediatos e futuros e o mercado de curto prazo, abordando a característica dinâmica de atualização do portfólio. São propostas três metodologias de solução, sendo que duas delas utilizam o algoritmo da PDDE.

CASTRO (2004) apresenta um método de auxílio a decisões relacionadas tanto em relação à contratação de energia quanto a investimento na expansão da oferta do sistema quando a decisão de investimento leva em conta a possibilidade de retorno em curto prazo de maturação, como por exemplo para repotenciação de usinas e motorização adicional em aproveitamentos existentes. Determina-se a função densidade de probabilidade dos resultados financeiros para cada decisão e depois aplica otimização multicritério que minimize os riscos de perdas, utilizando pesos distintos afim de modelar a função utilidade do decisor.

(ZELAIA, 2004) utiliza técnicas *fuzzy* para a modelagem da percepção de risco em conjunto com a teoria de apoio à decisão multicritério para a classificação dos contratos de energia.

ARFUX (2004) faz uso da média-variância como medida de risco, criada por MARKOWITZ (1952), para compor uma carteira com múltiplos contratos de compra e venda de energia elétrica, utilizando também derivativos (opções de compra e de venda).

(OLIVEIRA, 2006) utiliza o método de Markowitz para composição de portfólios, e modela também ferramentas financeiras ainda não disponíveis na forma de bolsa de valores para esse mercado, os contratos de opção.

DAHLGREN et al (2003), utiliza o conceito de *Value at Risk* - VaR para quantificar o risco de mercado. O autor apresenta um levantamento de diversas ferramentas de avaliação de risco na comercialização de energia.

ROCKAFELLAR (2000) utiliza o *Conditional Value at Risk* - CVaR, definindo-o como o valor da média das piores perdas esperadas ao longo de determinado intervalo de tempo, sob condições normais de mercado e dentro de um determinado nível de confiança.

A utilização do VaR para a formação de portfólios de energia pode ser encontrada em (TORRES, 2006), o qual utiliza contratos de opções para o mercado de energia elétrica. Para o cálculo do VaR o autor utiliza um método de Monte Carlo. Segundo (TORRES, 2006), os resultados sugerem que a medida de risco é eficiente, e a sua utilização em conjunto com o CVaR traz vantagens ao gerenciamento de risco.

A avaliação de riscos de contratos futuros em sistemas hidrotérmicos através do VaR é encontrado em (ILIADIS, PEREIRA et al, 2006). Neste trabalho, o gerenciamento de risco é feito em duas partes distintas, uma trata dos riscos provenientes das afliências e a outra em relação aos preços spot. Utilizam a Programação Dinâmica Dual - PDD e a Programação Dinâmica Dual Estocástica - PDDE com restrições de risco. Além do método VaR, também é verificado o comportamento do CVaR para esse mercado.

MUNHOZ (2008) realiza a otimização de contratos de longo prazo de uma comercializadora utilizando a programação linear e o VaR, com a técnica de simulação de Monte Carlo.

Técnicas de Inteligência Artificial que auxiliam o gerenciamento de riscos podem ser baseadas em algoritmos genéticos. Ela pode ser empregada em problemas de otimização de portfólios como em GUDER (2009).

A presente dissertação é contextualizada no mercado brasileiro de energia elétrica, com suas especificidades abordadas, através de uma modelagem integrada do problema de definição de estratégia de comercialização de energia elétrica do ponto de vista de um agente gerador, tendo por objetivo maximizar a receita do vendedor pela adequada relação risco-benefício. Técnicas de otimização utilizando programação linear em conjunto com simulações de risco são as bases do modelo.

1.2 Objetivos Gerais e Específicos

1.2.1 Objetivo Principal

Desenvolver uma metodologia para composição de portfólios de contratos de agentes geradores que operam sob as regras do mercado brasileiro.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Desenvolver um sistema de suporte à decisão com foco no agente comercializador com ativos de geração, auxiliando na contratação de energia elétrica;
- Formular o problema de otimização de portfólios de energia elétrica com limites de exposição ao mercado de curto prazo, como um problema de programação linear;
- Utilizar na metodologia métricas de risco clássicas, tais como o valor em risco (VaR) e o valor em risco condicional (CVaR),
- Validar o modelo proposto.

1.3 Estrutura do trabalho

O presente trabalho está estruturado da seguinte maneira. No Capítulo 1 é realizada uma revisão bibliográfica acerca do problema de comercialização de energia elétrica e os objetivos desta dissertação. No Capítulo 2 é apresentada sua contextualização por meio de um retrato atual da situação do setor elétrico, após uma série de mudanças estruturais e de atribuições dos agentes. O intuito é inserir a proposta no contexto vigente e, mesmo devido às diversas premissas adotadas, mantendo-a condizente às regras de comercialização. O Capítulo 3 apresenta a teoria da proteção por contratos e as métricas de análise de risco, além dos fatores geradores de risco do setor. Alguns contratos

derivativos são conceituados e as métricas, desde Markowitz até as técnicas mais modernas utilizadas atualmente, como o CVaR e VaR, são discutidas. Além disso, são apresentados estudos que classificaram características desejáveis a uma medida de risco. No Capítulo 4 o modelo proposto é exposto, bem como as premissas necessárias e a formulação matemática do problema. No Capítulo 5 alguns resultados são apresentados com o objetivo de validar o modelo e no Capítulo 6 as conclusões e recomendações de pesquisas futuras a serem desenvolvidas.

2. MERCADO BRASILEIRO

2.1 Introdução

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, definido como Sistema Interligado Nacional - SIN, caracteriza-se pela grande participação de usinas hidrelétricas - UHEs, as quais são responsáveis por cerca de 70% da capacidade instalada do parque gerador, cujo montante total ultrapassa 110 GW. Dessa forma, o SIN é classificado como um sistema hidrotérmico de grande porte.

É realizado neste texto uma descrição sucinta a respeito tanto do modelo setorial consolidado quanto do ambiente de contratação regulada, visto que o foco do trabalho é a comercialização de energia elétrica em ambiente de livre negociação.

Realiza-se uma análise detalhada da exposição ao mercado de curto prazo e também da operação eletroenergética e consequente formação do preço.

2.2 Governança setorial

As características essenciais do processo de reestruturação do setor elétrico, que ocorreu em diversos países a partir da década de 1990, basicamente foram: a mudança de um ambiente de monopólio baseado no custo para um ambiente de competição baseado no preço e a chamada desverticalização das empresas de energia elétrica em três segmentos separados de geração, transmissão e distribuição.

No início do atual século, houve no Brasil uma reestruturação regulatória, motivada pela crise energética por qual o país passou, em que o Estado buscou um mercado competitivo de convivência de empresas estatais com privadas, para a sustentação do denominado novo modelo, cujos objetivos são: inserção social através da universalização de acesso à energia elétrica, modicidade tarifária e garantia de segurança no suprimento.

Em termos institucionais, o modelo definiu a criação de uma empresa pública, que dentre suas atribuições destaca-se o planejamento do setor elétrico a longo prazo (a Empresa de Pesquisa Energética – EPE), uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE) e uma instituição relativa à comercialização de energia elétrica no SIN (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE).

O Ministério de Minas e Energia (MME) possui a responsabilidade pela política, planejamento e desenvolvimento do sistema elétrico nacional. A EPE dá suporte ao MME por meio de estudos que subsidiam as decisões e diretrizes das políticas públicas. A fiscalização e regulação setorial são competências da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

A operação do sistema é feita de forma centralizada sob a coordenação do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Cada usina despachada centralmente recebe a ordem de despacho do ONS e deve estar disponível para operar segundo as metas estabelecidas.

A CCEE é encarregada de realizar as contabilizações e as liquidações financeiras, bem como calcular o PLD.

ZIMMERMANN (2007) descreve detalhadamente a evolução regulatória brasileira e a função dos principais agentes setoriais: Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, MME, ANEEL, ONS, CCEE e a empresa estatal Eletrobras.

2.3 Ambientes de contratação

No tocante à área de comercialização de energia elétrica, conforme estabelece o Decreto nº 5.163 de 2004, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada - ACR, do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia; e o Ambiente de Contratação Livre - ACL, do qual participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres. Houve também regulamentação de um terceiro ambiente, denominado de ambiente de curto prazo ou Mercado de Curto Prazo - MCP.

Embora a análise de contratação e formação de carteiras de contratos possa ser analisado sob o ponto de vista tanto do ACR quanto do ACL, o presente trabalho apresenta uma descrição sucinta a respeito do ambiente ACR, já que para análise do modelo computacional desenvolvido, e suas características, o ambiente de livre negociação já contempla a forma como é contratada a energia no ACR.

2.3.1 Ambiente de contratação regulada - ACR

O ACR é o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação.

Os leilões são promovidos pelo Estado e realizados com até cinco anos de antecedência em relação ao início do suprimento, denominados de leilões de novos empreendimentos. O critério para definir os vencedores do leilão é a menor tarifa para atendimento da demanda declarada pelo *pool* das distribuidoras. Ao agente de geração é limitada a venda entre o ambiente ACR e ACL, de acordo com diretrizes específicas do MME.

A forma encontrada para que ocorra a expansão do sistema é a exigência da garantia de contratação de 100% do mercado das distribuidoras por meio da celebração de contratos bilaterais de longo prazo, resultado dessas licitações.

Estes leilões garantem ao vencedor a concessão para construção, operação e comercialização da energia elétrica por no mínimo 15 anos. Os contratos firmados entre os geradores vencedores do leilão e os distribuidores são individuais, denominados de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR.

Há também nos leilões de energia nova a diferenciação de produtos. As hidrelétricas e pequenas centrais hidrelétricas - PCHs realizam contratos de quantidade de energia elétrica, ou seja, são remuneradas de acordo com a energia elétrica produzida, e os contratos das usinas termelétricas - UTEs e eólicas são por disponibilidade de energia, tipo de contratação que remunera o investidor, basicamente, em uma parcela fixa, para que o agente esteja disponível ao sistema, e outra variável, caso seja despachado.

Existem também leilões de energia existente, cujos empreendimentos de geração já estão operacionais, que são subdivididos em contratação de energia existente e contratação de ajuste.

O objetivo do leilão A-1 de contratação de energia existente é realocar a energia associada aos contratos que estão expirando para atender a carga existente das concessionárias de distribuição de energia elétrica. O prazo de suprimento destes contratos varia de 3 a 15 anos.

A contratação de Ajuste, como o próprio nome indica, é realizada para possibilitar a complementação da demanda dos agentes distribuidores. Os contratos negociados possuem prazo de suprimento de até dois anos e o montante negociado por distribuidora em cada leilão não pode exceder 1% da sua carga total.

Interessante observar que os preços negociados nestes leilões refletem o valor de oportunidade do produto energia elétrica para os vendedores, pois, como se trata de energia existente, os empreendimentos já foram amortizados.

2.3.2 Ambiente de contratação livre - ACL

No ACL existe a possibilidade de livre negociação de preços e prazos de contratos entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia, e os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais.

O panorama atual de divisão entre os ambientes ACR e ACL é disposto na Figura 1 em termos de energia média mensal liquidada. Percebe-se que o tamanho do mercado ACL é em torno de 25%.

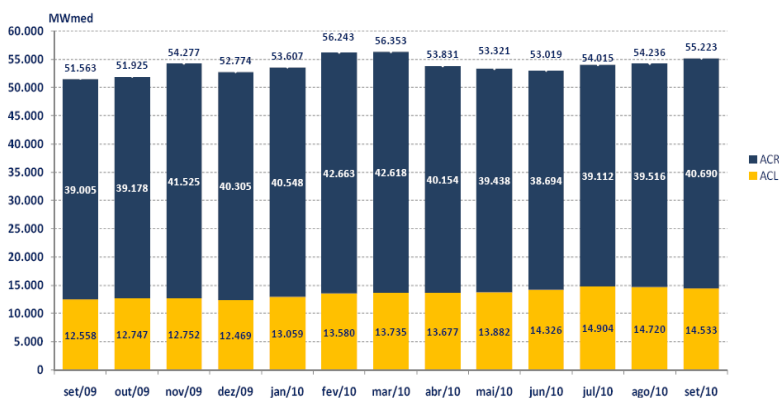


Figura 1 - Montantes de energia negociados no ACL e ACR. Fonte: CCEE.

Com o objetivo de compreender os agentes participantes do ACL, a Figura 2 apresenta a divisão do ACL entre os agentes consumidores autoprodutores - APE, consumidores livres - CL, consumidores especiais - CE e exportadores. Atualmente, o ramo de metalurgia é o maior grupo entre os consumidores livres, seguido pelo setor de químicos.

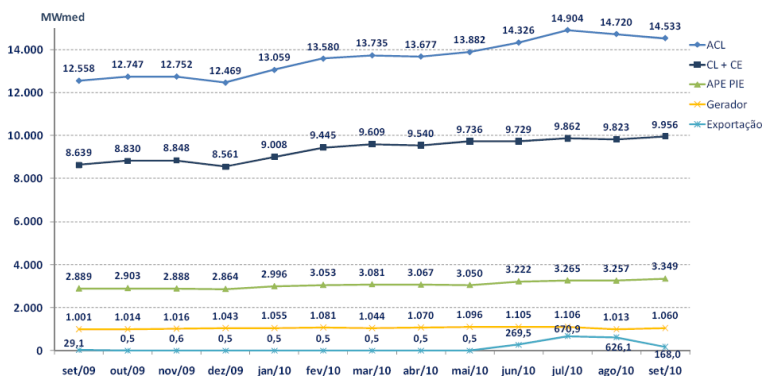


Figura 2 - Composição do ACL. Fonte: CCEE.

A legislação faculta a escolha pela condição de livres aos consumidores com demanda igual ou superior a 3 MW¹. Afim de promover a expansão de fontes alternativas, a legislação estabeleceu um limite inferior aos consumidores que comprarem energia dessas fontes (PCH, solar, eólica e biomassa), que é de 0,5 MW sem restrição quanto ao nível de tensão. Estes são os chamados consumidores especiais.

Esta decisão por parte do consumidor em relação a qual ambiente comercializar, ACL ou ACR, concerne à análise se a tarifa do cativo possui um valor mais atraente quando comparado aos custos do ambiente livre, que são basicamente os relacionados à compra da energia e ao pagamento de encargos de conexão de transmissão e também aos encargos de serviços do sistema.

O modelo, afim de permitir o caráter competitivo da geração, permite aos agentes de geração a venda da energia elétrica nos dois ambientes. A competição promovida no ACL exige cada vez mais que os agentes vendedores ofereçam contratos de venda de energia elétrica com cláusulas específicas que variam de acordo com o perfil de cada cliente. Ressalta-se apenas que aos agentes de geração sob controle federal, estadual ou municipal exige-se comercializar energia no ACL por meio de leilões, chamadas ou ofertas públicas, com a finalidade de propiciar transparência ao processo.

Porém, percebe-se atualmente que a forma como as negociações tem evoluído também alteraram, nota-se um crescimento na negociação de contratos a partir de leilões. O emprego de leilões, portanto, vai além

¹ Para consumidores conectados após 08/07/1995 não existe restrição relativa ao nível da tensão de atendimento, Lei nº9.074/95, já para os conectados antes dessa data o limite era de 69 kV.

da aplicação para novos empreendimentos de geração, sendo também largamente utilizados no ACL.

Aos agentes, tanto do ambiente ACR quanto do ACL, exige-se o registro dos contratos de comercialização de energia elétrica na CCEE. Já os provindos do ACL apenas a quantidade de energia elétrica e o prazo dos contratos são informados. Portanto, o preço de negociação neste ambiente é conhecido apenas pelas partes envolvidas.

Definidos os ambientes de contratação e os mecanismos gerais do modelo brasileiro em relação à comercialização de energia elétrica, buscar-se-á detalhar as regras afetas à área de comercialização de energia por parte de agentes geradores. Para tal, o entendimento do mercado de curto prazo é necessário, já que o mesmo constitui o elo de ligação entre os montantes contratados, a geração e o consumo efetivo de cada agente.

2.4 Conceitos essenciais na área de comercialização

Para a compreensão da dissertação como um todo, em especial a formulação matemática de receitas e riscos envolvidos no problema de comercialização, faz-se necessário tecer comentários a respeito de alguns conceitos que envolvem o setor elétrico brasileiro, essenciais ao entendimento do mercado de curto prazo referido.

2.4.1 Centro de Gravidade e submercado

Em termos físicos, a transmissão e a geração de energia elétrica são estreitamente ligadas; porém, os atributos físicos da rede elétrica impossibilitam identificar fisicamente a ligação de um vendedor em particular a qualquer comprador em particular. Toda a energia flui no sistema de acordo com as leis da física, de modo que não há como dizer quem recebe energia de quem. Os geradores injetam a eletricidade em um grande *pool* e os compradores retiram essa energia.

A comercialização do ativo físico, energia, dá-se no Centro de Gravidade do submercado. Centro de Gravidade é definido, portanto, como o ponto virtual do sistema no qual é referida toda energia gerada e consumida. Submercado é um subconjunto do sistema de transmissão brasileiro para o qual não existem fortes restrições de fluxo de energia entre a geração e a carga.

O enfoque adotado no Brasil é denominado zonal, em que uma zona é definida como uma porção da rede de transmissão onde

congestionamentos internos são pouco frequentes ou apresentam custos relativamente baixos, diferentemente do que ocorre com as restrições que se apresentam entre as zonas ou submercados (SILVA, 2001).

O Centro de Gravidade é um ponto virtual do submercado, definido de modo que exista, e seja conhecido, o conjunto de fatores de perdas associadas à transmissão do ativo, entre as barras de geração e consumo de cada área. O modelo brasileiro adota que o rateio das perdas de transmissão de alta tensão na rede básica seja de 50% para os geradores e 50% para a carga.

Os contratos firmados por todos os agentes são geralmente referidos ao Centro de Gravidade de um submercado definido. Portanto, as sobras ou déficits contratuais são calculados no centro de gravidade de cada submercado e são negociadas ao preço de curto prazo definido para o mesmo submercado onde se processa a contabilização.

2.4.2 Garantia Física - GF

A Garantia Física de uma usina pode ser definida como o montante de energia que o empreendimento agrega ao sistema brasileiro como um todo, no caso o SIN, em que o cálculo é definido por metodologia constante nas Portarias MME nº 303/2004 e 258/2008. Para as usinas que não contam com esse valor definido, a Garantia Física é considerada como a geração verificada da usina no Centro de Gravidade do sistema elétrico.

O valor de garantia física basicamente é o lastro comercial do agente, utilizado para fins de cálculo de penalidade por insuficiência de lastro de venda de energia e também para alocações no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, não interferindo nos montantes liquidados no mercado de curto prazo.

2.4.3 Mecanismo de realocação de energia - MRE

As regras de comercialização de energia prevêem um mecanismo de mitigação de risco hidrológico denominado Mecanismo de Realocação de Energia - MRE.

O MRE tem como objetivo assegurar que todas as usinas hidrelétricas participantes recebam seus níveis de Garantia Física independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da Garantia Física do sistema. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para

aqueles que geraram abaixo, compartilhando assim as consequências de hidrologias baixas ou de decisões do operador a respeito do despacho de cada usina.

O excesso de geração em relação à soma das Garantias Físicas é denominado de energia secundária e também é realocada entre os participantes desse “condomínio”. Toda a energia secundária é alocada a todas as usinas, na proporção de suas Garantias Físicas. A alocação de energia dos geradores com excedente de Garantia Física para os geradores com déficit é feita prioritariamente entre geradores dentro de cada submercado. O excedente remanescente é alocado, então, a partir dos submercados superavitários para os deficitários, até o preenchimento dos níveis totais de Garantia Física do sistema.

Porém, pode ocorrer que a geração total dos participantes do condomínio não atinja a garantia física total do sistema. Nessa situação, o MRE não é capaz de atender a demanda de todos os geradores deficitários e, então, é utilizado um fator de redução na alocação da energia do MRE para os agentes, também com base na garantia física individual, ocorrendo assim a exposição ao mercado de curto prazo.

As transações financeiras no âmbito do MRE são definidas com base na Tarifa de Energia de Otimização (TEO)², utilizada para valorar a energia transferida entre as usinas participantes.

2.5 O mercado de curto prazo brasileiro - MCP

Dado o exposto e conceituadas algumas definições acerca do funcionamento do modelo de mercado de comercialização de energia elétrica brasileiro, detalhar-se-á o mercado de diferenças, também chamado de mercado de curto prazo.

Os montantes negociados no mercado de curto prazo de energia elétrica são calculados com base nos volumes contratados e na energia verificada medida e contabilizada.

A diferença entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado é liquidada ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD. As liquidações são realizadas em base semanal, para cada patamar de carga e para cada submercado. Tal diferença pode ser positiva, se vende energia ao PLD, ou negativa, se compra energia ao PLD.

²Existe atualmente uma TEO específica para transacionar a energia da usina de Itaipu.

Dessa forma, pode-se afirmar que o mercado de curto prazo é o ambiente para liquidação de diferenças.

A Figura 3 mostra uma comparação entre a evolução do MCP e o consumo do SIN de janeiro de 2004 a dezembro de 2009. O valor médio das exposições do MCP representou aproximadamente 11% do consumo do SIN no período analisado.

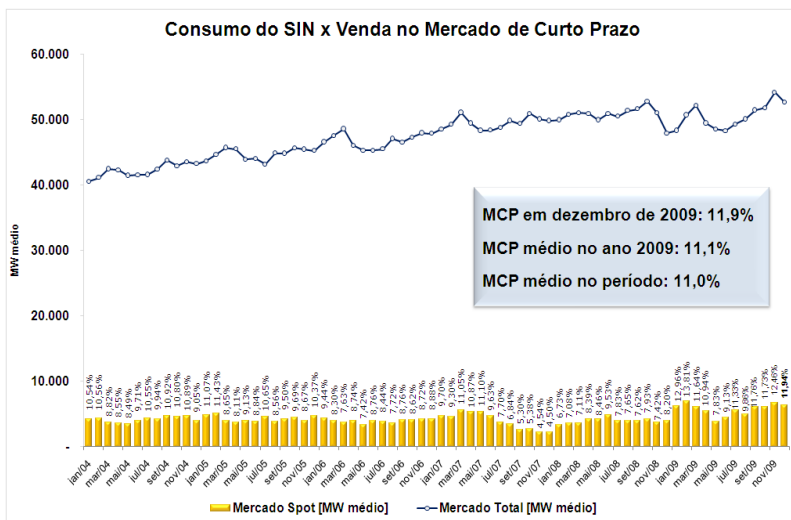


Figura 3 – Evolução do mercado de curto prazo. Fonte: CCEE.

O atual modelo do setor elétrico brasileiro apresenta basicamente três características importantes que refletem os montantes liquidados no mercado de curto prazo, a seguir detalhados.

2.5.1 Obrigatoriedade de contratação dos agentes de consumo

A legislação fixa a obrigatoriedade de contratação de 100% da demanda aos agentes de consumo, entretanto, essa obrigação não é mensal, seguindo os seguintes princípios:

- Consumidores Livres: a verificação da obrigação de 100% de contratação é realizada com média móvel de doze meses,
- Distribuidores: a exigência é de 100% de contratação para o ano civil.

Esses dois pontos mostram que os agentes de consumo não possuem obrigação de 100% de contratação mensal, podendo

sazonalizar seus contratos de acordo com suas estratégias comerciais e em acordo com as partes vendedoras. Tal ponto interfere nos montantes mensais liquidados no mercado de curto prazo. As principais fontes de exposição dos distribuidores e dos consumidores livres são a sazonalização e modulação dos contratos, desvios de previsão de carga e perdas da rede básica.

a) Sazonalização

Há particularidades no processo de sazonalização que implicam em diferenças importantes para os distribuidores e consumidores livres, afetando seus montantes de liquidação no mercado spot.

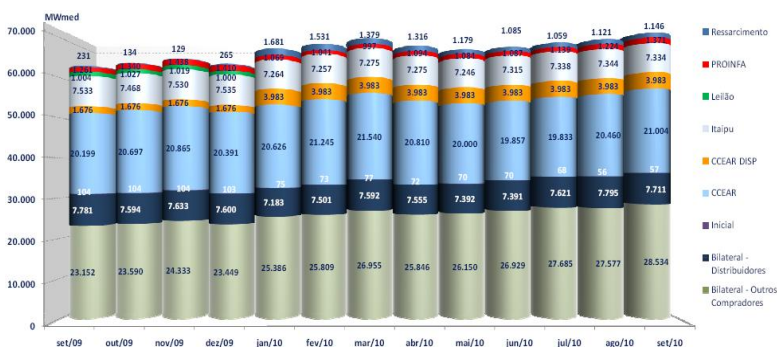


Figura 4 – Montantes de energia por tipos de contratos registrados na CCEE. Fonte:CCEE.

i) Distribuidores

Os distribuidores possuem diferentes modalidades de contratação: contratos de Itaipu, contratos do Proinfa – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEARs) e contratos bilaterais antigos, firmados antes da promulgação da Lei nº 10.848/2004, sendo que a participação dos CCEARs ganha, a cada novo leilão de energia, maior importância no portfólio de contratação desses Agentes. A Figura 4 apresenta um panorama geral dos tipos de contratos registrados na CCEE.

A sazonalização dos contratos do Proinfa, da usina de Itaipu e dos CCEARs ocorre de maneira ex-ante. Em particular, a sazonalização dos CCEARs segue duas vertentes: os CCEARs por disponibilidade são

sazonalizados de maneira *flat* enquanto os CCEARs por quantidade têm sua sazonalização definida pelos distribuidores a partir de negociação com os vendedores; caso não haja acordo, a sazonalização será realizada com base no perfil de consumo.

Somente os contratos bilaterais podem ser sazonalizados de maneira ex-post, desde que haja acordo com os vendedores. Porém, destaca-se que a legislação impede o registro de novos contratos bilaterais por parte dos distribuidores.

Em síntese, expressiva parcela dos contratos dos distribuidores são sazonalizados de forma ex-ante, com base em previsões de consumo, restando a parcela de contratos bilaterais, que tende a se reduzir com o passar do tempo, com possibilidade de sazonalização ex-post.

ii) Consumidores Livres

Os consumidores livres contam com os contratos bilaterais e com uma pequena parcela de contratos do Proinfra para atender seu consumo. Focando nos contratos bilaterais, que representam a maior parcela de contratação dos consumidores, verifica-se que a legislação atual permite a sazonalização e o registro de novos contratos de forma ex-post. Ou seja, o consumidor poderia conhecer sua carga para sazonalizar seus contratos ou registrar novos contratos.

Porém, mesmo com a possibilidade de sazonalização ex-post, os consumidores livres estimam os valores das perdas da rede básica (aproximadamente 2,5% do consumo total), o que torna o casamento perfeito entre os montantes contratados e os valores efetivamente consumidos, praticamente impossível de ser obtido.

Ressalta-se que todo processo de sazonalização deve ser negociado com a parte vendedora, devendo se cumprir os prazos estabelecidos em Procedimentos de Comercialização específicos.

b) Modulação

O processo de modulação está atrelado à distribuição de energia dentro do mês, afetando, portanto, os volumes semanais de liquidação do mercado de curto prazo para cada patamar de carga. Para cada tipo de contrato há uma regra específica que rege a forma de modulação.

Os contratos bilaterais podem ser modulados livremente de maneira ex-post, desde que haja acordo entre as partes. Caso não ocorra

essa modulação, o Sistema de Contabilização e Liquidação – SCL, da CCEE, irá realizar a modulação de forma *flat*.

Os contratos de Itaipu são modulados de forma ex-post, tendo como base a geração das usinas do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Os contratos do Proinfa são modulados de forma ex-post, tendo como base a geração das usinas do Proinfa que não participam do MRE e a modulação da Garantia Física das usinas do Proinfa que participam do MRE.

Os CCEARs por disponibilidade são modulados de forma ex-post, seguindo o perfil de carga realizada do distribuidor, respeitando o limite de Potência Associada ao Contrato.

Os CCEARs por quantidade são modulados conforme o perfil de carga remanescente, ou seja, após o desconto da carga da distribuidora de todos os montantes dos outros contratos registrados na CCEE pela distribuidora, respeitando o limite de potência associada ao contrato.

c) Desvios de previsão de carga e perdas da Rede Básica

A liquidação no MCP refere-se à diferença entre o consumo no Centro de Gravidade comparado com os contratos. Mesmo que um consumidor esteja 100% contratado, esta verificação só acontece *a posteriori* está sujeita a erros de previsão do consumo e das perdas.

Pelo exposto, percebe-se que, mesmo se os distribuidores e consumidores livres estejam 100% contratados, os processos de sazonalização e modulação dos contratos, em combinação com os volumes efetivamente consumidos, irão definir os montantes efetivamente liquidados no MCP por esses agentes.

2.5.2 Obrigatoriedade de garantia de lastro de venda

Os agentes que vendem energia elétrica (geradores de serviço público, produtores independentes de energia, autoprodutores e comercializadores) não podem vender acima do seu lastro de energia, constituído por sua garantia física líquida e por contratos de compra.

A verificação do lastro de venda é realizada com uma média móvel de doze meses, e há previsão de penalidades se ocorrer a insuficiência de lastro de energia.

A garantia física das usinas hidráulicas que participam do MRE deve ser sazonalizada por seus proprietários de forma ex-ante ao final de cada ano. O processo de sazonalização segue as estratégias comerciais

de cada agente, apenas devendo ser respeitada a potência efetiva mensal da usina. Após a sazonalização, existirá o processo de modulação da garantia física dessas usinas, realizado mensalmente de maneira ex-post e com base no perfil de geração das usinas participantes do MRE. Já a garantia física das usinas termelétricas é considerada *flat* ao longo do ano.

2.5.3 Liquidação da geração hidráulica e térmica no mercado de curto prazo

A determinação dos montantes liquidados no curto prazo dos empreendimentos de geração é influenciada pelo tipo da usina e pela vinculação do tipo de despacho, se é ou não centralizado.

Para todas as usinas termelétricas e hidrelétricas não participantes do MRE, os montantes liquidados no MCP são resultado das diferenças entre a energia produzida e os contratos de venda. A produção da usina está vinculada a sua condição ou não de despacho.

Já para as usinas hidrelétricas participantes do MRE, o montante liquidado no MCP está atrelado a uma combinação entre o valor da garantia física sazonalizada e modulada, conforme as regras de comercialização, e sua produção efetiva de energia. Na prática, essa combinação é a aplicação do MRE, que irá definir os montantes da chamada energia alocada de cada usina, valores que serão a base para a definição dos montantes liquidados no MCP por esses empreendimentos.

Pelo exposto, nota-se a importância do processo de sazonalização e do despacho centralizado. Pode-se dizer que o despacho centralizado é fundamental na definição dos volumes liquidados no MCP pelos empreendimentos despachados centralizadamente, implicando no não gerenciamento da exposição por parte desses agentes ao mercado de curto prazo.

Com relação às sobras e os déficits contratuais do distribuidor, consumidor livre e comercializador, ressalta-se novamente que os montantes apresentam variações mensais, em função, entre outros, de uma estratégia de contratação.

No que se refere às exposições de geração, observa-se que há uma complementaridade entre as exposições de geração hidráulicas e de geração térmica.

Portanto, caso fossem eliminadas todas as exposições gerenciáveis e as decorrentes de desvio de carga e perdas, os volumes do MCP se resumiriam às exposições não gerenciáveis decorrentes das

trocas de energia entre usinas hidráulicas e térmicas, em função do despacho centralizado.

Em tese, caso os consumidores livres e distribuidores atendam 100% de sua demanda e realizem a sazonalização e a modulação de seus contratos em sincronia com a carga realizada, os volumes do MCP se resumiriam a trocas de energia entre usinas hidráulicas e termelétricas, em função do despacho centralizado. Todavia, verifica-se que tal cenário não se realiza em função das estratégias comerciais dos agentes e das características dos processos de sazonalização e modulação. Assim, os agentes de consumo também apresentam sobras e déficits no MCP.

2.6 Operação e formação do preço de curto de prazo

Caracterizada a atual exposição dos agentes ao mercado de curto prazo, decorrente do modelo de mercado adotado ou estratégias de comercialização dos agentes, resta o desenvolvimento de conceitos relativos à operação e formação do PLD.

A formação de preço constitui-se em um dos pilares básicos para o adequado funcionamento do mercado de energia elétrica brasileiro, quer seja nas relações bilaterais, quer seja para a liquidação da energia transacionada no mercado de curto prazo, no qual toda a energia elétrica gerada e consumida no SIN é confrontada com os contratos registrados na CCEE.

O Decreto nº 5.163/2004, após comando da Lei 10.848/2004, especificou que o PLD deve ter como base de cálculo o custo marginal de operação, nos seguintes termos:

“Art. 57, § 1º O PLD, a ser publicado pela CCEE, será calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e terá como base o custo marginal de operação, limitado por preços mínimo e máximo, e deverá observar o seguinte:

I - a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para o atendimento aos requisitos da carga, considerando as condições técnicas e econômicas para o despacho das usinas;

II - as necessidades de energia elétrica dos agentes;

III - os mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de déficit de energia;

*IV - o custo do déficit de energia elétrica;
V - as restrições de transmissão entre submercados;
VI - as interligações internacionais; e
VII - os intervalos de tempo e escalas de preços
previamente estabelecidos que deverão refletir as
variações do valor econômico da energia elétrica”.*

Portanto, existe a relação entre o preço e a operação eletroenergética. O modelo de precificação atualmente adotado para o mercado de energia elétrica brasileiro utiliza os modelos³ de otimização NEWAVE e DECOMP empregados pelo ONS para a otimização eletroenergética do SIN.

2.6.1A otimização eletroenergética

Dos modelos de mercado descritos em HUNT (1996), o Brasil adota um modelo híbrido, no qual o despacho é centralizado (*TightPool*) devido principalmente à significativa contribuição das UHEs e a interdependência operativa entre as mesmas. A decisão de operação do ONS é baseada na política ótima de operação por ordem de mérito do custo de cada fonte de energia elétrica.

O acoplamento temporal das decisões em um sistema hidrotérmico com predominância de geração hidrelétrica, como o SIN, faz com que uma decisão tomada em determinado momento tenha impactos sobre o futuro. Há a dependência da energia disponível nos reservatórios e da afluência, as quais, por sua vez, são variáveis estocásticas. A complexidade de um sistema de grande porte com essas características exige a utilização de modelos matemáticos cujo objetivo seja encontrar a solução ótima entre turbinar água ou armazená-la para o futuro, minimizando o custo total da operação imediata somado ao da operação futura.

DAHER (2006) destaca que à medida que o horizonte de tempo das etapas futuras se reduz, diminuem as incertezas associadas aos processos estocásticos de afluência, porém aumenta a necessidade de detalhamento do sistema, no caso por usina individualizada.

³ O NEWAVE e DECOMP são programas computacionais desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (EletrobrasCepel).

Assim, o modelo brasileiro de operação pode ser dividido em etapas. Há o Programa Mensal de Operação - PMO e o Programa Diário da Operação - PDO, além dos horizontes de planejamento anuais.

No PMO, o modelo de otimização futuro de horizonte mensal é o NEWAVE, em que a representação do sistema brasileiro é quatro reservatórios equivalentes interligados pela rede básica de transmissão, representados por limites de intercâmbios. O NEWAVE realiza o cálculo da Função de Custo Futuro – FCF de operação, utilizando-se de modelos auxiliares de previsão de vazões futuras a partir de um modelo Auto-Regressivo Periódico que utiliza dados hidrológicos verificados em meses anteriores. Uma das saídas que esse modelo também gera são os valores esperados dos CMOs até o final do horizonte especificado.

A informação de custo futuro obtida é repassada ao modelo utilizado na etapa semanal do PMO, o DECOMP. Esse modelo possibilita a representação individualizada de restrições hidráulicas, operativas e elétricas, permitindo a representação dos requisitos ambientais e de uso múltiplo da água, bem como das restrições associadas aos equipamentos de geração e da malha de transmissão, em um horizonte semanal para o primeiro mês de planejamento e mensalmente para os meses seguintes.

Portanto, com base nas condições hidrológicas iniciais de armazenamento, na previsão de demanda, nos custos dos combustíveis, na entrada de novos projetos, na disponibilidade dos equipamentos de geração e transmissão, na função de custo de déficit, taxa de desconto, além de outras variáveis, os modelos de operação e precificação obtêm o despacho ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado e, como resultados desse processo, são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMOs) associados.

Na PDO, o modelo DESSEM utilizado para análises de curtíssimo prazo (horizonte de uma semana, com foco no primeiro dia) encontra-se em fase de desenvolvimento pelo EletrobrasCepel.

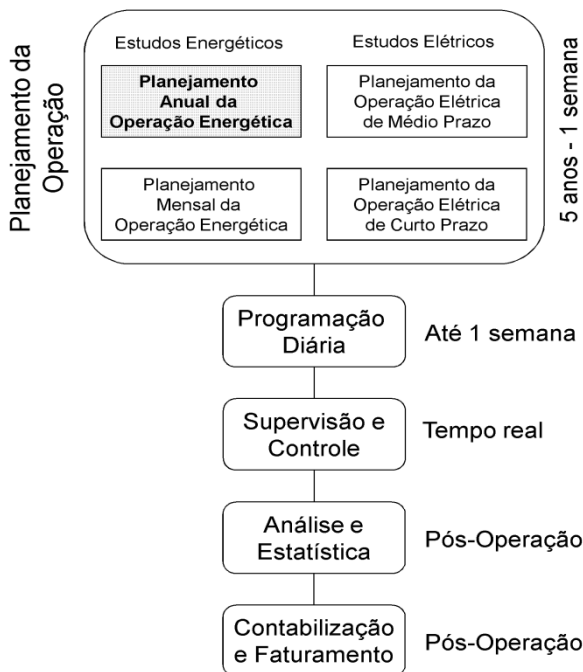


Figura 5 – Visão geral da operação energética do SIN. Fonte: (MATOS, 2008).

O preço do mercado de curto prazo ou Preço de Liquidação das Diferenças - PLD baseia-se no cálculo do CMO e é determinado pela CCEE semanalmente para cada submercado (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul) e para cada patamar de carga (pesada, média e leve), sem considerar as usinas em teste e as restrições de transmissão internas a cada submercado, incorporadas pelo ONS no planejamento da operação. O PLD é limitado ainda por um preço máximo e um mínimo, estabelecidos pela ANEEL anualmente. Esses limites são baseados no custo de geração termelétrica mais cara participante do despacho (preço máximo) e nos custos de operação, manutenção e compensações financeiras pelo uso dos recursos hídricos das hidrelétricas (preço mínimo).

PEREIRA e PINTO (1991) apresenta a formulação da otimização de reservatórios utilizando a Programação Dinâmica Dual Estocástica - PDDE, na qual se tem uma recursão direta que avalia se a estratégia de operação está adequada e uma recursão inversa, que gera novas informações à política de operação. Essa estratégia pertence à

classe de algoritmos de amostragem e é baseada na Decomposição de Benders.

MATOS (2008) estuda o planejamento e a modelagem de reservatórios utilizando-se da PDDE, o modelo estocástico é o Auto-Regressivo Periódico de ordem p (ARP(p)), utilizado também nos estudos de planejamento no Brasil. Este modelo calcula a afluência de um determinado mês considerando a informação dos p meses anteriores. Nesta dissertação, é avaliada a representação agregada por subsistema e também por cascata.

O cálculo de preço, assim como a otimização eletroenergética, baseia-se no “despacho ex-ante”, ou seja, é apurado com base em dados de disponibilidade, afluência e demanda previstas, anteriores à operação real do sistema.

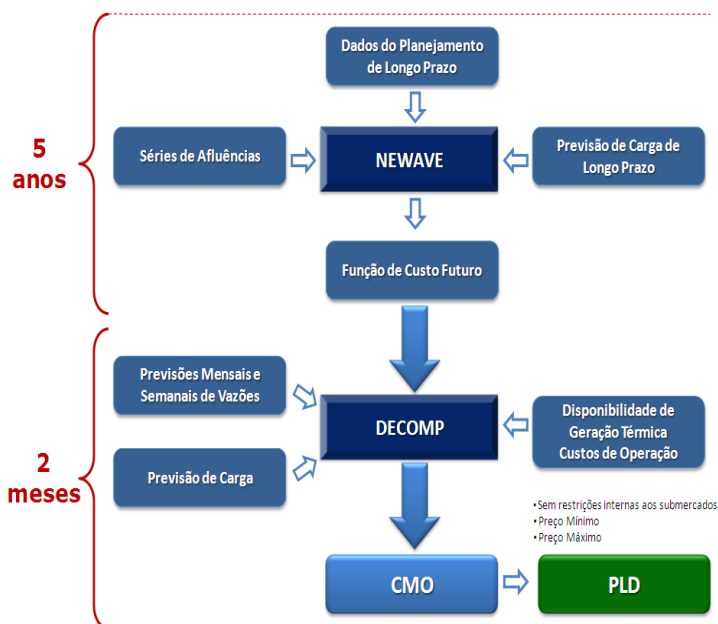


Figura 6 – Visão geral do cálculo do preço do mercado de curto prazo (PLD).
Fonte: CCEE.

O equilíbrio entre oferta e demanda, a modificação da matriz eletroenergética brasileira e a redução da capacidade de regularização dos reservatórios alteraram a percepção de risco da operação do sistema.

Com o objetivo de garantir maior segurança no abastecimento e minimizar os riscos de racionamento, o ONS, por determinação do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE, incorporou aos processos de decisão da operação mecanismos que estabelecem despacho termelétrico preventivo. Os mecanismos adotados foram a Curva de Aversão ao Risco de Racionamento - CAR e os Procedimentos Operativos de Curto Prazo - POCP.

A CAR considera as condições de armazenamento de cada subsistema. Esta curva deve acionar medida preventiva, como o despacho de usinas térmicas adicionais àquelas definidas pelo modelo de otimização, quando na ocorrência de níveis inferiores à curva. O POCP é um mecanismo determinístico, em que a operação do sistema passa a ser balizada por níveis-meta de armazenamento que devem ser atingidos no final do período seco de cada ano. Esses níveis são estabelecidos previamente pelo CMSE, podendo o operador nacional realizar despacho térmico adicional ao indicado pelo modelo. Ressalta-se entretanto que as usinas termelétricas acionadas em função da aplicação dos procedimentos operativos acima descritos não são consideradas na determinação do PLD. Há a existência de encargos setoriais que rateiam os custos de segurança energética entre os agentes de consumo de todo o SIN. Percebe-se que o PLD não representa atualmente o real custo marginal teórico de operação de um sistema, principalmente em função de despacho térmico fora da ordem de mérito e também de inversão de intercâmbios.

2.6.2 Preços e volatilidade

A Figura 7 mostra o histórico das médias mensais do PLD desde julho de 2001 até dezembro de 2010, para os patamares pesado de cada submercado. O aspecto a ser destacado é a elevada volatilidade⁴ verificada em sua trajetória, fruto das diversas incertezas associadas ao processo de formação detalhado anteriormente.

⁴ Volatilidade, de maneira geral, é o grau de variação imprevisível no tempo de determinada variável.

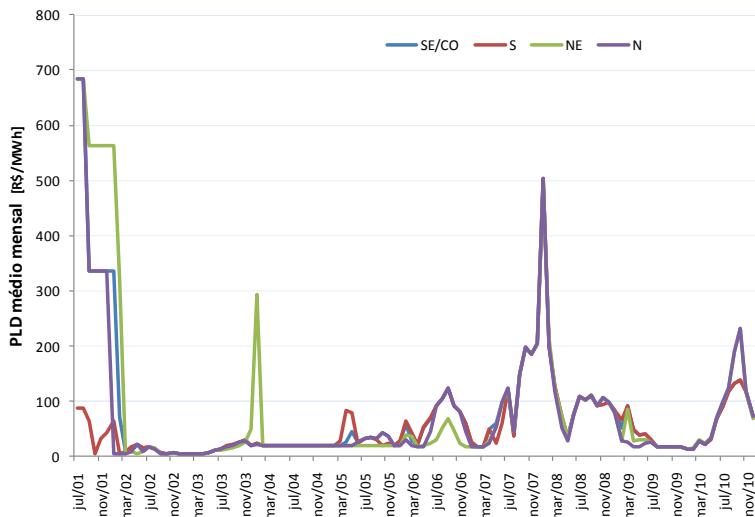


Figura 7 – Preço do mercado de curto prazo (PLD), médias mensais. Fonte de dados: CCEE.

Verifica-se, portanto, a não trivial elaboração de uma curva de previsão de preços futuros que subsidie estratégias de comercialização por parte dos agentes participantes.

PEMBERTON (2006) conclui preliminarmente em sua pesquisa que o preço spot de energia elétrica no Brasil pode ser representado por meio de um modelo estocástico com reversão à média, mudança de regime markoviano e difusão com saltos dependentes. Outro aspecto a ser considerado é a ausência de dados históricos consistentes pela concepção recente dos mercados de energia.

Porém, podem-se estabelecer alguns padrões acerca do PLD. A reversão à média em direção a um nível ditado pelo custo marginal de geração e pelo volume da demanda. A sazonalidade da geração é outra característica atribuída aos preços nacionais, causados pelo regime distinto de precipitações pluviométricas. Também como característica, as abruptas e imprevisíveis variações no preço de curto prazo, com a formação de picos de preço, verificados por exemplo no início do ano de 2009.

2.7 Comentários Finais

Como pode ser observado, o atual modelo do setor elétrico brasileiro estabelece regras de contratação para os vendedores e compradores os quais afetam o mercado de curto prazo de energia elétrica brasileiro. Em tese, caso os consumidores livres e distribuidores atendam 100% de sua demanda e realizem a sazonalização e a modulação de seus contratos em sincronia com a carga realizada, os volumes do mercado de curto prazo se resumiriam a trocas de energia entre usinas hidráulicas e termelétricas, em função do despacho do ONS. Todavia, verifica-se que tal cenário não se realiza em função das estratégias comerciais dos agentes e das características dos processos de sazonalização e modulação.

Frente ao modelo apresentado, as dificuldades dos agentes na definição de estratégias de comercialização e contratação de energia estão relacionadas principalmente a estimar o tamanho potencial do mercado ACL, preço spot, geração total do MRE e projeções de demanda - garantia física e contratos.

Apesar de todas as discussões envolvidas e dificuldades de modelagem, o PLD é uma das bases para as negociações em contratos de médio e curto prazo e influencia também nos contratos de longo prazo, pois determina, junto com os custos das tecnologias de geração disponíveis, a rentabilidade de novos empreendimentos, com reflexos sobre a própria expansão do sistema de geração, NASSER (2007).

Como o PLD, a tarifa do consumidor cativo e os preços de fontes competitivas de expansão da geração são alguns dos sinais de referência utilizados na definição da política de contratação dos agentes.

3. GERENCIAMENTO DE RISCOS

3.1 Introdução

O conhecimento dos riscos associados à atividade de comercialização de energia elétrica, -que envolve principalmente a projeção do mercado consumidor em relação à oferta de lastro, o preço do mercado de curto prazo e sua relação com as práticas de mercado e as questões regulatórias - , bem como as formas de gerenciá-los, é de fundamental importância para que o decisor possa maximizar suas oportunidades de lucro.

O presente capítulo mostra o papel desempenhado por alguns instrumentos financeiros, que visam a mitigação dos riscos de mercado e auxiliam na estruturação de estratégias de *hedging* para os diferentes participantes do mercado de energia elétrica, e algumas das mais utilizadas medidas de risco: Markowitz, VaR e CVaR.

3.2 Fatores geradores de risco

A despeito das especificidades do modelo de desregulamentação adotado no Brasil e da estrutura de suprimento, baseada majoritariamente em produção hidráulica, boa parte das dificuldades e fenômenos que geram riscos nas atividades de negócio de energia elétrica decorre das particularidades intrínsecas à energia elétrica, quais sejam:

- A demanda por eletricidade varia diária e sazonalmente, o que, acoplado à impossibilidade de armazenamento em grandes quantidades, exige maiores reservas de capacidade disponível;
- Para uma grande parte das aplicações, a energia elétrica não tem substituto imediato, ou seja, há um longo tempo de resposta necessário para a expansão da geração atender ao crescimento da demanda, podendo incorrer em grandes custos sociais em caso de racionamento;
- Assim como a demanda, o suprimento de energia elétrica é dependente das condições climáticas;
- A expansão da oferta de capacidade está usualmente sujeita a restrições de natureza ambiental, dificultando soluções de expansão em curto prazo;

- Variações econômicas têm efeito imediato na demanda de energia elétrica, tal qual vivenciamos o ano de 2008 com apenas 2,8% de crescimento da carga devido à crise financeira mundial,
- Perfil íngreme ascendente da função de custo da geração, a chamada pilha de ordem de mérito de custos.

As características acima mencionadas determinam dois efeitos de previsão incertas e indesejadas: o suprimento pode se tornar estritamente próximo aos requisitos da demanda e, parcialmente decorrente disso, os preços podem se tornar muito voláteis. Trata-se, portanto, de um mercado de risco inerente.

(ARFUX, 2004) apresenta diversas maneiras de classificar os riscos nas negociações de energia elétrica. Uma primeira categoria de classificação diz respeito à entidade que está sob risco, ou seja, risco para quem? Uma segunda classificação importante refere-se à natureza dos riscos. Tomando a perspectiva da empresa fornecedora de energia elétrica, uma tipologia usual distingue os seguintes tipos de riscos: (a) risco do preço de venda da energia elétrica; (b) risco de preço de compra dos insumos para produção de energia elétrica; (c) risco cambial, associado seja à venda da energia ou compra de insumos (ex. gás natural para produção de energia de termelétrica); (d) risco volumétrico, associado à não existência de mercado em quantidade suficiente para venda de energia elétrica; (e) risco de crédito ou da contraparte, associado à inadimplência; (f) risco operacional, normalmente associado a contingências que determinam a interrupção do fornecimento de energia elétrica e, (g) risco regulatório. Pode-se citar ainda o risco de liquidez de mercado, risco de congestionamento da transmissão, risco hidrológico e o risco político.

TAMAROZI (2002) realiza uma pesquisa de identificação, modelagem e mitigação de riscos em operações de comercialização de energia elétrica. Pesquisa esta mais teórica, de caráter qualitativo e informativo sobre os tipos de riscos específicos do setor.

Verifica-se portanto o grande número de fatores a serem considerados e a incerteza sobre práticas ainda não vivenciadas no contexto brasileiro, dificultando a tomada de decisões nas empresas sobre como fechar contratos, o quanto contratar em cada modalidade e, ainda, como planejar investimentos de maior prazo de duração (BETTEGA et al, 2001).

A proteção que diferentes formas de contratos propiciam e métricas adequadas de quantificação auxiliam o decisor na tomada de decisão. Os conceitos envolvidos em ambas as modalidades de gerenciamento de risco serão a seguir definidos.

3.3 Proteção por contratos

Conforme explicitado, a energia elétrica não é uma *commodity* como as outras, do ponto de vista de risco de mercado: não pode ser estocada, os contratos de suprimento são feitos normalmente para prazos muito longos, e não se consegue suprir a escassez com aumento imediato de capacidade ou importação no curto prazo. Apesar dessas dificuldades, e até por causa delas, os agentes do mercado encontram instrumentos contratuais derivativos para administrar o risco, com as várias possibilidades de *swaps*, opções e contratos futuros. Atualmente, no Brasil, essas operações são feitas no balcão, sem a transparência desejável. Outros países já mostraram que é possível desenvolver mecanismos de mercado para viabilizar esses instrumentos.

(AZEVEDO et al,2003) afirma que a técnica de *hedging* via contratos pode ser implementada através da comercialização de carteiras com contratos futuros , opção e *forward*.

OLIVEIRA (2006) também apresenta modelagens diversas para os contratos de energia elétrica, tais quais, *forward* e opções, este último utiliza a precificação simplificada.

Detalhar-se-á alguns conceitos e tipos de contratos que podem vir a compor a carteira de portfólio dos agentes.

a) *Contratos de Opção*

Os contratos de opções são constituídos por duas partes, uma que possui direitos e outra que possui deveres. Como o nome já diz, quem compra adquire uma opção de exigir ou não seu direito adquirido, desta forma se protege de condições adversas de mercado, caracterizando uma ação de *hedging*. Quem vende, ou lança a opção, é uma empresa com menor aversão a riscos, a qual aposta que o prêmio recebido pela opção cobrirá suas perdas com a volatilidade do mercado.

As opções que podem ser adquiridas em alguns mercados de energia elétrica são as de compra (*call*) e venda (*put*), as mesmas são passíveis de comercialização.

A precificação dos contratos de opção é uma das principais fontes de pesquisa quando se refere à produção de *hedging* por contratos

e derivativos. De forma geral, utiliza-se o modelo de Black-Scholes ou Árvores de decisão. Estes modelos consideram o preço de exercício, taxa livre de riscos, o preço inicial, o comportamento dos preços e o horizonte de contratação.

O modelo Black-Scholes relaciona o preço de derivativos aos preços atuais das ações subjacentes e parâmetros de mercado, dentre eles a volatilidade e taxa livre de riscos. Porém, segundo PILIPOVIC (1998) e TANLAPCO et al (2002), o modelo de Black-Scholes não deve ser aplicado ao setor elétrico, pois a distribuição dos preços de energia elétrica de curto prazo não segue o movimento Browniano Geométrico, premissa do método. Além disto, o comportamento dos preços no mercado elétrico brasileiro, definido como do tipo “reversão à média”, não é captado por este modelo.

Outra forma de precificação de opções seria a utilização de árvores de decisão, já que a mesma possibilita a simulação de diferentes distribuições de probabilidade, possibilitando a representação dos preços do mercado brasileiro.

A utilização de árvores de decisão para valoração de opções para mercados de energia elétrica é recomendado em CigréTask Force (2000), principalmente para processos estocásticos complexos que não seguem padrões identificáveis, como é o caso do preço de curto prazo no mercado brasileiro.

OLIVEIRA (2006) utiliza a precificação de opções através de árvore de decisão do tipo *lattice* binomial e detalha a formulação matemática de contratos do tipo opção, tais como compra e venda de *call*.

b) *Contratos derivativos*

Derivativos são ativos financeiros cujos valores e características de negociação derivam, integral ou parcialmente, de outro ativo financeiro ou mercadoria, também podendo ser entendidos como operações. Alguns exemplos de derivativos são as cotações do ouro, metais preciosos, petróleo, títulos governamentais, moedas estrangeiras, petróleo, índices de ações, entre outros. As modalidades mais utilizadas de derivativos são os contratos a termo, contratos futuros, opções e *swap*.

c) *Contratos a termo*

Os contratos a termo são acordos comerciais de compra ou venda de ativos financeiros, com datas e preços pré-estabelecidos. São acordos, a princípio, de balcão entre instituições financeiras, no caso do mercado de energia, entre os agentes geradores, comercializadores, distribuidoras e consumidores livres, também denominados contratos bilaterais.

O artigo de ANDERSON et al (2007) apresentou uma revisão da literatura existente em contratos-a-termo e explorou o processo de contratação como se opera na Austrália. O artigo foi baseado em entrevistas com os participantes no mercado nacional da eletricidade de Austrália. As entrevistas foram projetadas para compreender o processo de contratação e a prática da gestão de riscos no mercado australiano. Este exame revelou algumas disparidades entre as suposições feitas na literatura acadêmica e a prática real no mercado australiano.

d) *Mercado Futuro*

Estes contratos podem ser considerados como uma evolução natural dos contratos a termo, pois permitem a comercialização dos contratos em bolsa de valores e possuem padronização na quantidade, qualidade, data de vencimento e entrega, aumentando assim a liquidez dos contratos no mercado, e o aspecto qualidade é observado apenas para as *commodities* diferentes da energia elétrica.

e) *Contratos Swap*

Podem ser definidos basicamente como contratos de troca de exposições.

No mercado de energia elétrica são utilizados especialmente para mitigação de risco de submercado, nesse caso haverá um ajuste financeiro entre o preço de um submercado adicionado a um percentual relativo à troca. (DENG E OREN, 2006) sustentam que esse tipo de contrato é instrumento financeiro eficaz na cobertura de riscos.

Outra modalidade de *swap* que se tem observado no setor elétrico é o *swap* temporal, onde os agentes trocam suas exposições no tempo. Estas possuem a característica de não envolver nenhum fluxo de recursos financeiros entre os agentes. Existe também o *swap* de patamares de carga.

f) *Contratos flexíveis*

Além destas formas de contratação, existem também os contratos flexíveis do tipo a termo ou mesmo opções. Ao invés de especificar exatamente o preço de entrega, o volume contratado e o montante a ser entregue em cada intervalo de tempo, pode apresentar alguns destes parâmetros variáveis no tempo, normalmente atrelados a uma porcentagem do total contratado, adequando-se assim um intervalo com máximo e mínimo.

Não só opções simples de proteção contra variações de preço, mas também contra riscos volumétricos, causados pela incerteza na demanda elétrica, são utilizados. Nestes contratos de carga flexível garante ao detentor o direito de um determinado volume de energia que varie entre limites máximos e mínimos, dentro de um período e preços pré-especificados.

Em (TAKAHASHI, 2008) é desenvolvido um modelo de precificação de contratos flexíveis de energia elétrica, com destaque para os dois tipos usados com maior frequência: contrato-a-termo e contrato de opção utilizando-se de *lattice* binomial e também de programação dinâmica estocástica.

3.4 Métricas de risco

As medidas ou métricas de risco aplicadas ao setor elétrico relacionadas com o risco de mercado, isto é, relacionado à variabilidade dos preços de energia elétrica são normalmente adaptações derivadas do setor financeiro. Os métodos mais utilizados para mensurar este tipo de risco são o desvio-padrão, a volatilidade, o *ValueatRisk* - VaR e o *ConditionalValueatRisk* - CVaR.

ANDERS et al (2000) compila em um tutorial as métricas de risco, tal qual o Desvio Médio, Máxima-mínima perda e Valor em Risco (VaR).

O método de análise de risco que tem sido implementado em trabalhos de análise de projetos no setor elétrico é a aplicação da teoria de Markowitz (SILVEIRA, 2001), porém, a mesma não será utilizada nesta modelagem computacional, como o serão o VaR e CVaR, todas discutidas na seção a seguir.

3.4.1 Markowitz

(MARKOWITZ, 1952) propôs que é possível obter retornos iguais, com riscos menores, quando se considera o investimento em uma carteira balanceada de investimentos, do que quando se investe em uma única opção de investimento, mostrado através do modelo de média-variância.

Inicialmente, considera-se que o retorno a ser obtido em um investimento é igual ao valor esperado dos retornos obtidos ao longo do determinado tempo, ou seja, é igual ao valor esperado de sua série histórica. O valor esperado de um portfólio é dado pela soma do valor esperado de cada investimento, multiplicado pelo montante aplicado naquela opção de investimento. Desta forma, o problema proposto por Markowitz, tem como objetivo minimizar a variabilidade, ou risco, do retorno do portfólio, ao mesmo tempo em que visa garantir um retorno mínimo esperado pelo menos igual ao retorno de uma única opção.

O modelo de Média-Variância de Markowitz pode ser expresso matematicamente da seguinte maneira:

$$\begin{aligned}
 &\text{Min } W(x) \\
 &\text{s.a.:} \\
 &\sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^n x_i x_j s_{ij} \quad (3.1) \\
 &\sum_{i=1}^n x_i r_i^* = R^* \\
 &\sum_{i=1}^n x_i = 1; \\
 &x_i \geq 0; i = 1, \dots, n
 \end{aligned}$$

Em que: $W(x)$ é a função de avaliação de riscos; s_{ij} é acovariância entre dois ativos i e j ; r_i^* é o retorno esperado do ativo i ; R^* o retorno esperado da carteira, além de n representar o número de ativos.

Verifica-se na modelagem que para avaliar a diversificação do portfólio, o mesmo não pode ser composto de investimentos que possuem variações de retorno semelhantes mediante determinadas oscilações. É sugerido então que seja analisada a covariância de cada uma das opções de investimento com todas as outras, levantando assim um nível de relação entre cada par de opções. Como exemplo, o fato de que empresas com nichos semelhantes de mercado tendem a se comportarem da mesma forma, mediante determinadas oscilações no

panorama global da economia. Desta forma, o retorno de investimentos de duas exploradoras de petróleo tendem a apresentar variações semelhantes, por exemplo, na oscilação do *Brent*.

Em ARFUX (2004), essa metodologia foi utilizada para compor uma carteira com múltiplos contratos de compra e venda de energia elétrica de um agente de comercialização, incluindo contratos derivativos (opções).

A principal crítica à aplicação de Markowitz está na utilização da variância como medida de risco. Esta pode não ser a medida mais adequada, visto que penaliza tanto desvios positivos quanto desvios negativos em relação à média, além também da incapacidade do modelo de avaliar situações de perdas extremas.

3.4.2 Valor em risco - VaR

Em meados da década de 90, dois eventos promoveram os modelos de análise de risco com base no VaR para um uso praticamente universal. Em 1994, J.P. Morgan publicou um trabalho chamado "RiskMetrics" (métricas na avaliação de risco), que se tornou um marco para os profissionais da área e deu credibilidade ao uso do parâmetro. Em 1996, o "Basle Committee on Banking Supervision" concluiu um conjunto de padrões para análise do capital adequado dos bancos para cobertura de risco, permitindo que fossem usados modelos de cálculo do VaR para determinar os riscos de mercado (GLEASON, 2000).

O VaR não necessariamente deve estar ligado diretamente ou indiretamente a bolsas, contratos de mercados, entre outros, como também pode estar focado a qualquer tipo de investimento que possui riscos financeiros. Um exemplo disso se encontra em (ZHONG e WU, 2006), que utiliza o VaR para o estabelecimento das reservas de geração, pois, conforme esse trabalho, métodos determinísticos de confiabilidade seriam inconsistentes com os princípios econômicos.

Outra aplicabilidade dada ao VaR é a avaliação do risco financeiro da implantação de novos geradores em um sistema elétrico de potência (WONG, SAHA et al, 2007)

O VAR, como é tipicamente calculado, fornece uma medida estatística da máxima provável perda do portfólio quando o mercado se comporta de maneira normal. Ele não é concebido para competir com mudanças de preços anormais ou extremas (JORION, 1998).

Conforme (JORION, 1998), o cálculo do VaR pode ser mostrado por:

$$\text{VaR} = E(w) - W^* \quad (3.2)$$

Em que W é o valor da carteira no final do intervalo de confiança e W^* o menor valor dessa carteira no intervalo de confiança. O VaR também pode ser definido como a perda monetária absoluta, ou seja:

$$\text{VaR} = -W^* \quad (3.3)$$

O seu cálculo pode ser feito tanto com o histórico da carteira como também com a utilização de probabilidades envolvendo valores futuros, bem como por suas distribuições de probabilidade.

Caso a distribuição da carteira se comporte como uma normal, o cômputo do VaR pode ser simplificado consideravelmente (JORION, 1998), pois isso poderá ser feito diretamente pelo desvio-padrão da carteira. Realizando-se a transformação para a distribuição normal padronizada, cuja média é nula e desvio-padrão igual a 1.

Com o uso das tabelas da função distribuição normal padronizada acumulativa, encontra-se um fator α , tal que a área $1 - c$, em que c é o intervalo de confiança, seja igual à integral de $-\infty$ até α da função de distribuição padronizada:

$$1 - c = \int_{-\infty}^{\alpha} \phi(\epsilon) d\epsilon \quad (3.4)$$

Sabendo o valor do fator α , é possível calcular o VaR da carteira pela seguinte equação:

$$\text{VaR} = -\alpha \cdot \sigma + \mu \quad (3.5)$$

Em que μ é o valor médio, σ o desvio-padrão.

A ilustração do VaR está apresentada na Figura 8, em que c é o intervalo de confiança, $F(W)$ é a função distribuição de perdas ou retornos e W^* é o menor retorno para a carteira no intervalo de confiança.

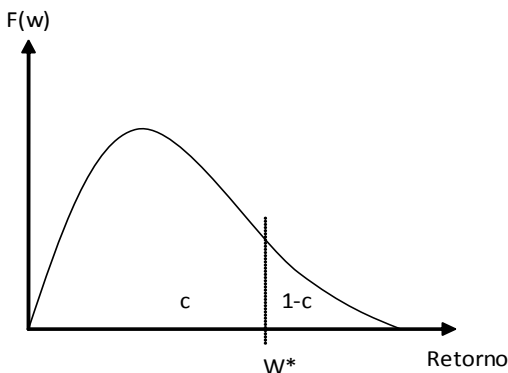


Figura 8 – VaR para distribuições gerais. (Adaptado de JORION, 1998)

Ressalta-se, entretanto, que o cálculo do VaR através de distribuições somente é representativo quando os portfólios se comportam como uma normal, pois nessa distribuição o VaR é proporcional ao desvio-padrão.

3.4.3 Valor em risco condicional - CVaR

Embora amplamente utilizado, o VaR é caracterizado por não trazer informações sobre as perdas que excedem o limite de confiança e possuir problemas de sub-aditividade (incapacidade de medir diversificação), isso resultou na criação do CVaR, que é uma medida de risco que tenta complementar o VaR. O CVaR pode ser considerado como o valor médio das perdas após o limite de confiança do VaR. Podendo ser expresso da seguinte forma:

$$CVaR = (1 - \beta)^{-1} \int_{f(x,y) > VaR_\beta} f(x,y)p(y)dy \quad (3.6)$$

Em que: $f(x,y)$ é a função de perdas em reais [R\$]; x é uma carteira qualquer; y é um cenário de preço para a carteira x em reais [R\$]; β é o valor do intervalo de confiança do VaR; $p(y)$ é a função densidade de probabilidade do cenário de preços.

A representação gráfica é mostrada na Figura 8, em que o CVaR é o valor médio das perdas após o intervalo de confiança c , apresentado pela área rasurada abaixo da função distribuições de perdas ou retornos $F(w)$.

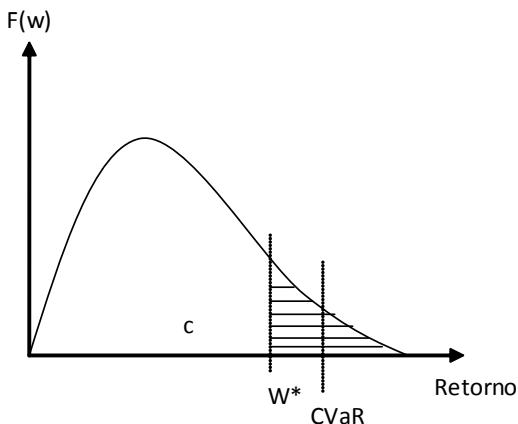


Figura 9 - CVaR para distribuições gerais.(Adaptado de JORION, 1998).

(PFLUG, 2000) apud (ROCKAFELLAR e URYASEV, 2000) provou que o CVaR é uma medida de risco coerente.

A decisão de escolha de qual métrica é adequada na análise de risco requer a avaliação do conceito de medida coerente de risco, segundo (GUO e ZHANG, 2008), uma medida de risco pode ser assim classificada se possuir as seguintes propriedades matemáticas:

a) *Sub-aditividade:*

$\rho(X+Y) \leq \rho(X) + \rho(Y)$; condiciona que a medida de risco (ρ) de um conjunto de ativos seja menor ou igual à soma das medidas de risco de cada ativo.

b) *Positivamente homogênea:*

$h > 0, \rho(hX) = h\rho(X)$; esta propriedade diz que se o capital X for ampliado ou reduzido linearmente, o risco resultante também será ampliado ou reduzido linearmente pelo mesmo fator (h).

c) *Invariante por translação:*

$A + R, \rho(X+a) = \rho(X) - a$; ou seja, se adicionado um ativo (a) livre de risco a um portfólio X, necessariamente o risco resultante será menor.

d) *Monotonicidade:*

$X \leq Y, \rho(X) \leq \rho(Y)$; ou seja, se para um mesmo ativo existam duas quantidades de investimento (X e Y), o risco será menor para o menor nível de investimento.

Há modelos matemáticos de otimização de composição de portfólios que utilizam um valor especificado de CvaR como restrição ao problema, esta restrição pode ser interpretada como um limite mínimo de retorno esperado, como por exemplo, uma receita mínima projetada pela empresa. Ou seja, a busca pela maximização do retorno esperado de uma carteira é condicionada a uma restrição de CVaR. (MARZANO, 2004) modela esta abordagem.

Porém, o CVaR não é necessariamente usado como uma restrição nos problemas de otimização de portfólios, ele pode ser

incorporado à função objetivo, como em (HATAMI, SEIFI et al, 2009). Os autores desse trabalho, colocam como função objetivo o retorno da carteira subtraído de uma parcela do CVaR, sendo essa parcela obtida multiplicando o CVaR por uma variável que representa a aversão ao risco do gestor.

3.5 Comentários Finais

O conhecimento das medidas e fontes de risco é necessário à gestão de risco. Cabendo a interpretação de seus valores e hipóteses a cada empresa. Essa é uma característica explícita de mercados competitivos: as expectativas dos agentes perante a determinadas decisões são diferentes, ocasionando em perdas e lucros e consequentemente a liquidez do mercado.

Opções de *hedges* por contratos de volume e preço, quando conjuntamente estabelecidos, permitem às empresas administrar, de forma efetiva, dois dos principais riscos em seus negócios com eletricidade.

É importante destacar que, com o constante crescimento da competição na área de comercialização de energia, os contratos oferecidos são cada vez mais elaborados e flexíveis. Consequentemente, o controle e gerenciamento de posição em relação ao mercado demandam uma análise mais rigorosa e aprofundada das incertezas envolvidas.

Determinadas posições assumidas por uma empresa podem conduzi-la a níveis de risco insustentáveis se caso não corretamente medidas a tempo. Por essa razão, a escolha, para análise de portfólios neste trabalho, é a utilização do VaR, um método de mensuração de risco que mede a pior perda esperada ao longo de um determinado intervalo de tempo, sob condições normais de mercado e dentro de determinado nível de confiança, em conjunto ao CVaR, que contém as mesmas características do VaR, porém mede a média das piores perdas esperadas além do nível de confiança medido pelo VaR para gerar a média esperada das perdas. Como visto, o CVaR é uma medida de risco coerente.

4. MODELO PROPOSTO

4.1 Introdução

Conforme exposto no capítulo inicial, o propósito desta dissertação é fundamentalmente auxiliar o processo decisório quanto à composição ideal de um portfólio de contratos de venda de energia elétrica. A estratégia adotada para auxílio à decisão é a modelagem matemática das características do mercado brasileiro de comercialização vigente e a busca de uma solução através de um modelo computacional baseado em programação linear.

O objetivo deste capítulo é apresentar a modelagem desenvolvida para contornar as diversas variáveis intrínsecas ao setor de energia elétrico brasileiro, afim de aplicar à comercialização econômica.

4.2 Formulação matemática do problema

Buscar-se-á demonstrar, através de relações matemáticas, a formulação geral de um problema típico de um comercializador de energia com ativos de geração, representando-se também a produção efetiva do ativo físico energia elétrica. Posteriormente, a formulação será direcionada à comercialização deste ativo no âmbito do mercado nacional brasileiro, com todas as premissas necessárias ao estudo.

Assume-se que a receita de comercialização de energia, aqui denotada por R_{spot} , provém do mercado de curto prazo, conforme exposto no Capítulo 2, onde é realizada mensalmente a liquidação financeira dos volumes de energia gerados e consumidos, conhecido também por mercado das diferenças. A valoração da energia neste mercado é dada pelo preço de curto prazo, denotado por π_t^{spot} , definido com base no custo marginal de operação do sistema.

Além da existência do mercado à vista, assume-se também que a energia pode ser comercializada através de contratos bilaterais, sejam eles derivativos ou convencionais, negociados diretamente entre vendedores e agentes da classe de consumo.

Pode-se então definir o lucro do gerador da seguinte maneira:

$$L_{total} = R_{Bil} + R_{Spot} - C_{O\&M} - D_{Bil} - D_{Pen} \quad (4.1)$$

Em que:

L_{total} é o lucro total;

R_{Bil} é a receita oriunda de contratos bilaterais;

D_{Bil} é a despesa decorrente da compra de contratos bilaterais;

R_{Spot} é o resultado proveniente da liquidação no mercado de curto prazo;

$C_{O\&M}$ é o custo de operação e manutenção;

D_{Pen} é a eventual despesa proveniente de penalidades impostas pelo regulador pela insuficiência de lastro de energia.

Em todas as parcelas da Equação 4.1 a unidade é reais (R\$) e em dado instante de tempo inteiro, a discretização adotada neste trabalho é a mensal.

A receita do gerador pela venda de contratos bilaterais, incluindo um possível novo contrato é,

$$R_{Bil} = \sum_{v=1}^{nv} \sum_{t=1}^T \sum_{u=1}^{nu} Q_{v t u}^{Bil} * \pi_{v t u}^{Bil} \quad (4.2)$$

Em que:

v é o índice associado com o contrato de venda bilateral, tal que $v=1, \dots, nv$;

t é o índice associado a mês, tal que $t=1, \dots, T$;

u é o índice inteiro associado à usina de geração, tal que $u=1, \dots, nu$;

$Q_{v t u}^{Bil}$ é a quantidade de energia vendida de cada usina em MWh, referente ao contrato de venda v , mês t e usina u ;

$\pi_{v t u}^{Bil}$ é o preço de venda do contrato bilateral em R\$/MWh, referente ao contrato de venda v , mês t e usina u .

Com relação ao balanço de receita e despesa no mercado de curto prazo tem-se:

$$R_{Spot} = \sum_{t=1}^T \sum_{u=1}^{nu} G_{t u}^{Spot} * \pi_t^{Spot} \quad (4.3)$$

Sendo,

$$G_{t u}^{Spot} = G_{t u}^{Total} + \sum_{c=1}^{nc} Q_{c t u}^{Bil} - \sum_{v=1}^{nv} Q_{v t u}^{Bil} \quad (4.4)$$

Em que:

$G_{t u}^{Spot}$ é a geração que é liquidada no mercado de curto prazo ao preço spot descontada os contratos, em MWh;

π_t^{Spot} é o preço spot no mês t , em R\$/MWh;

$G_{t u}^{Total}$ é a geração total da usina u no mês t , em MWh;

Q_{ctu}^{Bil} é a quantidade de energia comprada de cada usina em MWh, referente ao contrato de venda, mês t e usina u .

Nota-se que o mercado brasileiro possui especificidades, como exemplo o MRE e a liquidação no Centro de Gravidade, e portanto a liquidação no mercado de curto prazo dá-se conforme apresentado no Capítulo 2, porém apresentado simplificadamente na formulação.

A parcela de custo total de operação e manutenção do gerador é dada pelo somatório de seus custos individuais (assume-se que seja por usina), C_{tu} , em reais (R\$):

$$C_{O\&M} = \sum_{t=1}^T \sum_{u=1}^{nu} C_{tu} \quad (4.5)$$

Têm-se também o custo total de compra de energia por contratos bilaterais, o qual é representado pelo somatório da quantidade comprada multiplicado pelo preço de compra bilateral celebrado, (π_{ctu}^{Bil}) :

$$D_{Bil} = \sum_{c=1}^{nc} \sum_{t=1}^T \sum_{u=1}^{nu} Q_{ctu}^{Bil} * \pi_{ctu}^{Bil} \quad (4.6)$$

Define-se o lastro comercial final, num dado instante de tempo, de um agente gerador, para efeito de penalidades na CCEE como a soma de cada GF individual das usinas e a energia comprada lastreada pelos contratos bilaterais:

$$LA = \sum_{u=1}^{nu} GF_u + \sum_{c=1}^{nc} \sum_{u=1}^{nu} Q_{cu}^{Bil} \quad (4.7)$$

Em que:

LA é o lastro comercial total do agente, em \overline{MW} ;

GF é a Garantia Física da usina u , em \overline{MW} , pertencente ao gerador e baseado em estudos de planejamento do sistema.

Na negociação de contratos bilaterais, não somente preços, quantidades e duração são valoradas, mas também quanta energia deveria ser entregue para atender à carga mensalmente, em variações impostas pelo comprador. Somado às possibilidades de variações mensais sazonais, flexibilidades nestes valores são necessários para compensar flutuações não previstas da carga. Como parte da negociação, comprador e vendedor devem estimar o grau de flexibilidade que cada um aceita. Pelo ponto de vista do gerador, a

negociação dos níveis mensais de sazonalização significa analisar o impacto financeiro em fixar limites em

$$\begin{aligned} Q_{v\ t}^{\min} &\leq \sum_{u=1}^{nu} Q_{v\ t\ u}^{\text{Bil}} \\ &\leq Q_{v\ t}^{\max} \end{aligned} \quad (4.8)$$

Por outro lado, o nível de flexibilidade quanto à sazonalização oferecida em um contrato deve atender a quantidade inicial sendo negociada, como mostrado em

$$Q_v^{\text{Bil}} = \sum_{t=1}^{12} \sum_{u=1}^{nu} Q_{v\ t\ u}^{\text{Bil}} \quad (4.9)$$

Pelo ponto de vista dos participantes, estabelecer o nível de flexibilidade envolve analisar o custo de oportunidade deles de não participar do mercado de curto prazo, que depende de uma previsão de preço acurada.

É necessária, nesta etapa de desenvolvimento da formulação do modelo, a inserção das premissas adotadas neste trabalho.

4.3 Premissas do modelo

a) *Garantia física*

O estudo considera um agente de geração com um portfólio de venda fixo expresso em $\overline{\text{MW}}$ de energia. A capacidade de contratação da geradora é utilizada para limitar o volume de energia que ela pode vender através de contratos em cada mês. A fonte de geração é indiferente ao modelo no tocante à capacidade de contratação, considerando-se portanto a geração do agente igual à garantia física. Portanto, aos agentes hidrelétricos a participação do MRE considera-se já aplicada, bem como as perdas de transmissão e perdas internas envolvidas já abatidas.

O montante total de lastro que o agente pretende simular é entrada do modelo em bases mensais, sendo que para a adequada simulação faz-se necessário permitir uma capacidade contratual superior à demandada, para que o modelo possa realmente alocar o conjunto ótimo dos contratos que virão ser objeto de celebração de receita.

b) Risco de submercado

Dado que todos os empreendimentos de geração e todas as cargas se localizam dentro do mesmo submercado, não existe risco de exposição entre submercados. Embora o modelo não trate especificamente acerca do risco de submercado, o mesmo pode vir a ser emulado pelo especialista realizando a precificação deste risco a um contrato candidato dentro do submercado considerado. Esta precificação depende do nível de exposição à diferença de preços entre submercados, resultado de congestão de transmissão, que é dependente do mês considerado.

c) Penalização de lastro

Cabe ressaltar que a obrigação legal de contratação máxima de 100% do requisito é avaliada no período dos últimos doze meses, ou seja, é possível que em alguns meses o agente contrate abaixo de 100%, compensando-se com contratação superior em outros meses do mesmo período. A penalização de lastro não é inserida no modelo; interpreta-se que o agente vendedor compraria um contrato bilateral de curto prazo ex-ante ou ex-post, no montante de energia faltante.

d) Tipos de contratos e ambiente de contratação

Considera-se a contratação no ACR um problema mais relacionado a alternativas de investimentos do que contratação de energia elétrica. O ACL é um ambiente que permite flexibilidade na formação dos contratos, sendo o ambiente específico deste trabalho.

No mercado brasileiro existem basicamente duas modalidades contratuais: quantidade e disponibilidade, a primeira é a adotada nesta dissertação.

Os contratos bilaterais podem também ser derivativos, em modelagem especial a ser descrita.

e) Preço de liquidação de diferenças - PLD

Estimativa do preço da energia no mercado de curto prazo a partir dos cenários de evolução da oferta e da demanda por energia elétrica para o sistema interligado brasileiro definidos pelo Operador Nacional do Sistema - ONS no planejamento mensal de operação. Utiliza-se o programa computacional Newave para estimativa do preço

da energia no mercado de curto prazo para o horizonte de análise. A matriz de cenários de PLD é uma entrada do modelo.

f) *Custo de operação e manutenção - CO&M*

O custo de operação da geradora é utilizado nas expressões que modelam sua remuneração líquida, porém são detalhes que variam de agente para agente e neste trabalho serão considerados nulos.

g) *Discretização do horizonte de contratação*

A discretização do horizonte de tempo é em bases mensais de contratação. O modelo considera o calendário de horas e número de dias oficiais de cada mês.

h) *Sazonalização e modulação*

Foi considerada a sazonalização *flat*. Na modulação não há consideração de patamarização e diferenças de preços no intervalo inferior ao mensal.

i) *Custo de oportunidade de capital*

Não considerado, as receitas são trazidas e comparadas a valor presente a uma taxa escolhida pelo usuário.

FORMULAÇÃO MATEMÁTICA FINAL

Estabelecidas as premissas e considerando também nulas as despesas de contratação de compra de contratos bilaterais e penalidades, ou seja, $D_{Bil} = 0$ e $D_{Pen} = 0$. Além também de considerar que $C_{O\&M} = 0$, têm-se então o lucro total:

$$L_{total} = R_{Bil} + R_{Spot} \quad (4.10)$$

A premissa da relação entre o aspecto físico de geração do ativo energia elétrica e seu respectivo paralelo econômico contratual é a de que o agente gerador produz a totalidade de sua garantia física, ou seja, para o caso de agente hidrelétrico, o mecanismo de realocação de energia (MRE) já foi aplicado e também a energia gerada é liquidada no centro de gravidade do submercado (o abatimento das perdas de

transmissão e perdas internas já estão inclusas). Para simplificação da notação, o agente comercializa a energia de todas as usinas em conjunto.

Considerando-se que a quantidade de energia no mercado de diferenças, a ser liquidada ao preço spot, é a soma da garantia física e contratos de compra, ou seja, $Q_t^{\text{Spot}} = L_A$, tem-se:

$$L_{\text{total}} = \sum_{v=1}^{nv} \sum_{t=1}^T [\pi_{vt}^{\text{Bil}} * Q_{vt}^{\text{Bil}} + \pi_t^{\text{Spot}} * (Q_t^{\text{Spot}} - Q_{vt}^{\text{Bil}})] \quad (4.11)$$

Rearranjando os termos da equação, tem-se finalmente:

$$L_{\text{total}} = \sum_{v=1}^{nv} \sum_{t=1}^T [(\pi_{vt}^{\text{Bil}} - \pi_t^{\text{Spot}}) * Q_{vt}^{\text{Bil}} + (\pi_t^{\text{Spot}} * Q_t^{\text{Spot}})] \quad (4.12)$$

Em que:

L_{total} é a receita total de um agente, em R\$;

$v=1, \dots, nv$; v é o índice associado com o contrato de vendabilateral, tal que

$t=1, \dots, T$; t é o índice associado ao mês, tal que

π_{vt}^{Bil} é o preço de venda do contrato bilateral em R\$/MWh, referente ao contrato de venda v e mês t .

π_t^{Spot} é o preço do mercado de curto prazo em R\$/MWh, referente ao mês t .

Q_{vt}^{Bil} é a quantidade de energia vendida de cada usina em MWh, referente ao contrato de venda v e mês t ;

Q_t^{Spot} é a quantidade de energia a ser liquidada no mercado de curto prazo abatida a quantidade vendida em contratos de venda, referente ao mês t ;

4.4 Formulação matemática aplicando a programação linear

A estratégia de comercialização por meio de contratos bilaterais de longo prazo reduz o risco do agente gerador à exposição a PLD, garantindo-se um fluxo de caixa determinístico ao agente (MARZANO, 2004). No entanto, como em qualquer análise econômico-financeira, a estratégia mais adequada é a venda de energia por meio de um portfólio diversificado de contratos, que contemple também um montante livre

para negociação no mercado de diferenças, já que proporciona a possibilidade de retornos elevados.

O problema financeiro de contratação é naturalmente acoplado temporalmente, visto que qualquer decisão de assinatura de contratos tomada em um estágio de tempo perdura até a rescisão do mesmo. No caso brasileiro, o problema de contratação de energia, além de acoplado no tempo é também de natureza estocástica, devido principalmente à predominância hídrica da matriz elétrica nacional, altamente dependente das afluições, gerando incertezas com relação ao preço de energia do MCP.

O número de variáveis do problema cresce exponencialmente em relação ao número de contratos candidatos e ao número de estágios de tempo adotados para a simulação da contratação. Como as possibilidades combinatoriais são elevadas, adota-se a alternativa de solução por um modelo largamente utilizado em pesquisa operacional, que é a Programação Linear (TEIVE et al, 2010).

A modelagem matemática da receita do agente por meio de um modelo de Programação Linear é do tipo:

$$\text{Max} \sum_{v=1}^{nv} \sum_{t=1}^T [(\pi_{vt}^{\text{Bil}} - \pi_t^{\text{Spot}}) * Q_{vt}^{\text{Bil}} + (\pi_t^{\text{Spot}} * Q_t^{\text{Spot}})] \quad (4.13)$$

s.a. :

$$\begin{aligned} \sum_{v=1}^{nv} Q_{vt}^{\text{Bil}} + Q_t^{\text{Spot}} &\leq Q_t^{\text{max}} \\ Q_{vt}^{\text{Bil}} &\leq Q_{vt}^{\text{max}} \\ Q_{vt}^{\text{Bil}} ; Q_t^{\text{Spot}} &\geq 0 \\ Q_{vt}^{\text{Bil}} - Q_{v(t+1)}^{\text{Bil}} &= 0 \end{aligned}$$

A função objetivo do PL é maximizar a receita esperada respeitando-se as restrições: a primeira é a de lastro máximo de venda (Q_t^{max}); a segunda é o atendimento à quantidade máxima associada a cada contrato de venda (Q_{vt}^{max}), e a última modela o acoplamento temporal da decisão, ou seja, uma decisão no estágio (t) deve ser considerada no estágio (t+1). Outra restrição é que todas as quantidades dos contratos e a saída da liquidação do spot são maiores ou igual a zero. É um problema de maximização, com restrições de desigualdade e igualdade.

Dado que o problema é de características similares à operação de reservatórios, ou seja, um problema de características dinâmicas onde os contratos existentes, as possibilidades futuras de contratação (clientes com contratos candidatos em potencial), o cenário atual e o futuro do PLD, o despacho atual e a previsão para os geradores, são alterados constantemente, o uso de técnicas de programação dinâmica seria natural. Contudo, neste trabalho adotou-se uma abordagem simplificada, baseada em programação linear, cuja solução pode ser melhorada por meio da simulação de um número elevado de contratos candidatos temporalmente espaçados, com o objetivo de mitigar-se o problema do acoplamento temporal da decisão de tais contratos.

4.5 Modelagem probabilística

Na prática de ambiente de mercado de energia, a previsão de preços futuros é ainda uma área com grande campo para pesquisas. A previsão de afluências e expectativas de crescimento econômico e respectivo cruzamento das curvas de oferta e demanda são áreas afetas ao problema e que geram incertezas.

Dada a dificuldade de prever preços futuros de contratos negociados no ACL, uma alternativa encontrada é a associação de medidas de incerteza a determinados valores de preços.

Assume-se nesta dissertação que a distribuição de preços futuros dos contratos bilaterais pode variar de acordo com a função de distribuição normal. Números aleatórios são sorteados a partir do valor esperado do preço definido pelo usuário, considerado como a média da distribuição, bem como o desvio-padrão do respectivo contrato. A saída gera uma distribuição normal com probabilidade associada a cada valor.

Adotou-se a distribuição normal mas a princípio pode-se adotar qualquer curva densidade de probabilidade para a modelagem, seja ela uniforme, log-normal, gama, binomial, entre outras.

Assim, o modelo desenvolvido utiliza a possibilidade de simulação probabilística do preço de todos os tipos de contratos. A incerteza referente ao preço é um dado de entrada, no caso, sendo modelado como desvio-padrão. Para o preço de todos os contratos, números aleatórios são sorteados de acordo com os parâmetros da função distribuição de probabilidade atribuída.

Realiza-se o sorteio em etapa anterior ao cálculo da alocação ótima dos contratos. A saída de cada carteira estará associada a uma probabilidade.

Para que o modelo de decisão possa começar o processo de

cálculo das carteiras de contratos, o decisor deve definir quantas otimizações ele irá efetuar. Em cada otimização o resultado da carteira pode variar dependendo do valor de entrada sorteado.

Após o processamento da otimização, é encontrado um conjunto de carteiras factíveis formadas por combinações de vários contratos com diferentes quantidades de energia associadas a eles. A partir dos dados de alocação ótima, o decisor selecionará a carteira que possua a maior probabilidade de ocorrência dentre aquelas que possuam como solução os mesmos contratos. Conclui-se que a partir do momento em que ocorre um sorteio de preços dos contratos, a receita total da carteira torna-se uma receita esperada.

4.6 Modelagem de aversão ao risco de exposição ao mercado de curto prazo

Outra abordagem considerada pelo modelo é a possibilidade de inserções de algumas restrições ao modelo de programação linear que obriguem a uma contratação mínima no ambiente de comercialização bilateral, fazendo com o risco de exposição ao mercado de curto prazo diminua.

As novas restrições incorporadas ao modelo são do tipo:

$$\begin{aligned} Q_{3,t}^{Bil} &> 0,1 * GF \\ \sum_{v=1}^{nv} Q_{vt}^{Bil} &> 0,25 * GF \end{aligned} \quad (4.14)$$

A primeira restrição garante ao contrato 3, em determinado estágio, a contratação de no mínimo 10% da garantia física do agente. Já a segunda restrição proporciona ao agente um mínimo de contratação bilateral de 25%.

Estas restrições no ambiente de mercado expressam também a fidelização a determinados clientes da empresa vendedora.

Ressalta-se, entretanto, que a inserção de restrições ao modelo de programação linear pode fazer com que o modelo fique sem solução. O ótimo não é encontrado pois o conjunto de soluções viáveis torna-se vazio, o problema é então denominado inviável.

De posse das modelagens probabilística e de aversão a risco, expressas pela adoção de restrições por contrato e por montante global mínimo de contratação bilateral, fica clara a possibilidade e facilidade da simulação de flexibilizações de quantidades e preços associados aos contratos bilaterais candidatos.

4.7 Simulação considerando contratos derivativos

Esta abordagem permite que coexistam contratos bilaterais e derivativos na busca de um portfólio ideal. O contrato derivativo utilizado nesta dissertação para formulação é o tipo compra de *put*.

Formulação do retorno de contrato tipo compra de *put*, dado pela lógica:

$$\text{Put}_t = \max(Q_{v,t}^{\text{put}} * \text{PE}_t; Q_{v,t}^{\text{put}} * \pi_t^{\text{Spot}}) - \text{Prêmio}_t \quad (4.15)$$

Em que:

v é o índice associado com o contrato de venda *put*, tal que $v=1, \dots, nv$;

t é o índice associado ao mês, tal que $t=1, \dots, T$;

$Q_{v,t}^{\text{put}}$ é a quantidade de energia do contrato *put*, em MWh, referente ao contrato v e mês t ;

PE_t é o denominado preço de exercício da opção num mês t , em R\$/MWh;

π_t^{Spot} é o preço mensal de curto prazo, em R\$/MWh;

Prêmio_t é o prêmio a ser pago pela compra ou venda da opção num mês t , em reais [R\$].

Percebe-se na formulação de tais contratos que eles somente existirão, ou poderão ser exercidos, se no estágio simulado o preço do mesmo for maior que o preço no mercado de curto prazo naquele mesmo estágio. Conclui-se, portanto, que se faz necessária uma metodologia que possibilite esta comparação.

A premissa inicial de contratos derivativos para simulação em problemas abrangidos por este modelo é a de que o prêmio é pago no momento anterior à simulação do contrato. Resumindo, paga-se um valor antecipado (prêmio) para que o agente possua a opção de vender determinada quantidade de energia a um preço melhor que se comparado a liquidar essa energia no spot.

Contratos derivativos do tipo *put* refletem ainda mais a natureza dinâmica do problema de contratação, se comparado a contratos do tipo bilateral. A análise dinâmica faz-se necessária se caso a decisão do agente seja a escolha por períodos de tempo superiores a um estágio, já que pode ocorrer de determinado estágio o preço de exercício for superior ao PLD mas no mês seguinte ocorrer o inverso.

Sugere-se, portanto, que, embora o modelo possibilite, a simulação de contratos seja de no máximo dois estágios temporais. Decidiu-se por não utilizar aproximações decisórias do tipo maioria

simples. Por exemplo, se a vigência do contrato é de seis estágios e em quatro deles o PLD é superior ao preço de exercício, a decisão será a de exercício do contrato para todos os estágios candidatos.

A modelagem adotada para o pagamento do prêmio é a consideração de uma penalização na função objetivo da programação linear, do tipo:

$$\begin{aligned} \text{Max } & \sum_{v=1}^{nv} \sum_{t=1}^T [(\pi_v^{\text{Bil}} - \pi_t^{\text{Spot}}) * Q_v^{\text{Bil}} + (\pi_t^{\text{Spot}} * Q_t^{\text{Spot}}) \\ & + \text{PEN}_t^{\text{derivativos}}] \quad (4.16) \\ \text{s.a. :} & \\ & \text{PEN}_t^{\text{derivativos}} = -n^{\circ} \text{ estágios} * \text{Prêmio} \end{aligned}$$

Os dados de entrada necessários, além dos especificados pela simulação de contratos bilaterais comuns, são o preço de exercício e o prêmio pago pelo direito da opção de exercer o contrato, dado em reais [R\$]. Dadas as particularidades das premissas adotadas e que a precificação de tais variáveis depende da expectativa de preços futuros do PLD que, conforme visto, não possuem padrão que permita utilizar métricas tais como o modelo de Black & Scholes e mesmo árvores de decisão, considera-se o prêmio altamente dependente do tipo de análise a ser feita. A escolha do mesmo é dado de entrada e, portanto, decisão do usuário.

DENG e OREN (2006) apresentam as características de contratos futuros derivativos tais como modelados neste trabalho. Consideram que a quantidade de energia nestes mercados devem ser pequenas e altamente reguladas.

4.8 Cálculo do risco

A análise de riscos está baseada primordialmente na identificação dos riscos que influenciam o negócio do decisor. Embora o termo “risco” na linguagem moderna signifique “perigo de perda”, a teoria de finanças o define como “dispersão de resultados inesperados, devido a oscilações nas variáveis financeiras”. Assim, os desvios positivos e negativos devem ser vistos como fontes de risco.

Como não se pode garantir *a priori* que a distribuição dos valores presentes das remunerações líquidas da geradora seja simétrica em relação ao valor esperado, a variância pode não ser uma medida adequada para mensurar o risco.

Partindo desse princípio, a análise de risco proposta nesse trabalho separa as incertezas intrínsecas ao problema de comercialização de energia no mercado brasileiro em duas distintas abordagens.

A análise da incerteza referente aos contratos bilaterais, expressa em função do desvio-padrão e sorteio com base em uma distribuição normal, gera uma receita esperada ao agente decisor.

A outra análise de risco envolve a comercialização de contratos no ambiente de curto prazo e também envolve a variável preço, porém somente considerando a matriz de cenários prováveis de PLDs.

A metodologia de cálculo da segunda abordagem baseia-se no uso das técnicas de VaR e CVaR, calculados para a distribuição de retornos esperada, ou seja, os indicadores de risco não são restrições do modelo de otimização, mas sim um cálculo de simulação realizado *a posteriori*.

Conceitualmente, simulações históricas são a mais simples técnica de cálculo de VaR, mas ela leva significativamente mais tempo para rodar que qualquer outra técnica. Esta metodologia permite calcular VaR e CVaR a partir de dados históricos. O problema com dados históricos é que ele representa o passado, ao invés do futuro (PILIPOVIC, 2000). A vantagem desta metodologia é que simulações históricas são relativamente simples de implementar.

Tendo em vista que o histórico de preços no Brasil não é grande o suficiente para uma análise adequada, o modelo proposto também permite realizar estatísticas tais quais o cálculo de médias, mínimos e máximos para geração de outros cenários a partir dos resultados obtidos do método de simulação probabilística, assim como realizado na análise de incerteza frente aos contratos bilaterais. Pode-se também realizar uma simulação probabilística independente da simulação dos contratos candidatos, a dificuldade está em estabelecer desvio-padrão e média como forma de análise de preços de curto prazo.

Outra técnica de simulação de risco, e utilizada nesta dissertação nos resultados do próximo capítulo, é a baseada em simulações futuras de preços, utilizando a simulação baseada nos 2.000 cenários de saída de CMOs que o programa NEWAVE dá como saída.

As diferentes possibilidades de cálculo de risco são possíveis pois as simulações são realizadas em momento posterior ao cálculo da simulação das carteiras via programação linear. Corresponde, portanto, a uma análise de sensibilidade frente a milhares de cenários de PLDs distintos daquele utilizado para cálculo da alocação ideal dos contratos.

Destaca-se que, no caso deste trabalho, interessa o percentil inferior no qual é expressada o VaR e CVaR. Embora as formulações

tradicionais sejam baseadas na distribuição de perdas, estas podem ser adaptadas para o caso onde se trabalha com distribuição de retornos e pretende-se estimar o ganho mínimo potencial da receita do agente. Porquanto, se maior VaR e CVaR, dado um nível de confiança, menor é o risco.

4.9 Fluxograma resumo do modelo

Os principais dados de entrada para se resolver o problema de composição de portfólio de contratos de energia são: valores futuros dos preços da energia no spot; capacidade de contratação total do agente; lista de contratos bilaterais candidatos e matriz de cenários para cálculo de risco.

O fluxo de informações básicas está expresso na Figura 10 a seguir:

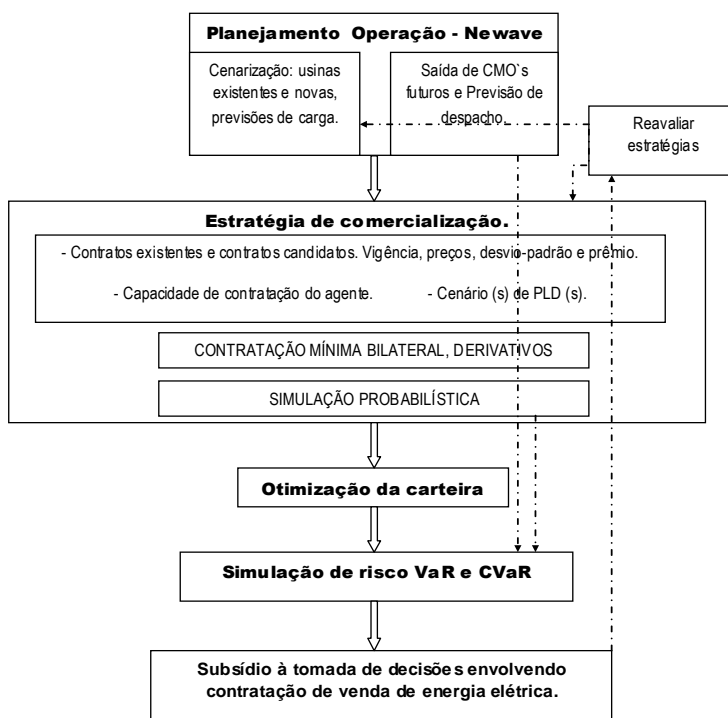


Figura 10 – Fluxograma resumo do modelo.

O fluxograma basicamente resume a seqüência lógica que o decisor deve seguir para o adequado uso da ferramenta desenvolvida nesta dissertação. Primeiramente o decisor escolhe a cenarização adequada do sistema brasileiro a ser considerada no programa NEWAVE, para que o mesmo forneça os preços futuros a serem utilizados como dados de entrada de cenários de PLD. A composição da carteira própria do agente é realizada na etapa denominada de estratégia de comercialização, onde os contratos candidatos a serem simulados são inseridos, bem como decide se quer que seja realizada uma análise probabilística dos preços dos contratos bilaterais, um a um. A etapa de otimização da carteira é realizada, e, de posse dos dados, a simulação de risco VaR e CVaR é automaticamente efetuada. O decisor, então, tomará decisões quanto à seleção de determinado contrato de venda (no caso, pois, é um gerador). As setas tracejadas na Figura 10 indicam caminhos alternativos, um é que o decisor pode reavaliar os cenários futuros e dados de entrada e reiniciar as simulações; as outras duas setas indicam que a análise de risco VaR e CVaR pode ser realizada tanto através de cenários de PLD importados quanto a partir de cenários aleatórios de PLD que o modelo pode vir a simular probabilisticamente, como assim o faz para os preços dos contratos bilaterais (opção esta não utilizada nesta dissertação).

4.10 Funcionalidades práticas do modelo

O modelo desenvolvido utiliza a programação orientada a objetos em C++, sendo que para a resolução do problema de programação linear adotou-se o GLPK – *Gnu Linear Programming Kit*, que é um solver para programação linear.

Algumas funcionalidades práticas do modelo, aquelas que facilitam a operação do mesmo por parte do usuário, podem ser citadas:

1. Contratação mínima bilateral e número de sorteios dos preços probabilísticos dos contratos bilaterais permitem um número elevado de simulações sucessivas;
2. Visualização de gráficos referentes às saídas e também às entradas de dados dos contratos;
3. Importação e leitura dos cenários de PLD;
4. Emissão de relatórios de saída;
5. Cópia de contratos candidatos já editados;
6. Opções de segurança com confirmação de dados alterados;
7. Edição na própria tela do programa compatível com

tabelas do Word por exemplo,

8. Histórico de simulações executadas é salvo.

Destaca-se a possibilidade de realizar simulações sucessivas variando-se, a partir de passos escolhidos pelo usuário, os montantes de contratação mínima bilateral e também a possibilidade de simulação probabilística. Estas fornecem ao especialista a praticidade de transferência de carga e trabalho à máquina, cabendo ao humano a adequada análise dos dados de entrada e saída.

4.11 Comentários finais

Técnicas de otimização utilizando programação linear em conjunto com simulações de risco são as bases do modelo. O mesmo permite auxiliar a decisão de contratação de carteiras de contratos de venda de energia elétrica no ambiente de mercado brasileiro, em que a informação de saída é o par risco-retorno da estratégia de comercialização elaborada.

A otimização é utilizada para encontrar carteiras de contratos que maximizam o benefício financeiro do agente vendedor. Permite-se, anteriormente à otimização, a associação de técnicas de simulação probabilística para análise de incertezas condizentes com os preços dos contratos bilaterais candidatos escolhidos pelo usuário.

A aversão ao risco de exposição ao mercado de curto prazo é também modelada inserindo-se restrições de contratação mínima bilateral, podendo ser realizada por contrato ou em montantes totais.

Após obter o valor esperado de cada carteira, a análise de risco é efetuada. Adota-se a métrica de VaR e CVaR para análise ex-post da distribuição de retornos mínima adequada frente ao risco de cenários distintos de curto prazo. Como citado, a simulação aleatória de números baseados em uma função de distribuição de probabilidade também é possível mas, como visto no Capítulo 2, existe a dificuldade de atribuir ao preço futuro gerado pelo programa NEWAVE uma distribuição de probabilidades que possa ser gerada por métodos aleatórios de simulação. Assim, há a preferência pela utilização dos dados gerados diretamente pelo programa de planejamento da operação, que fornece os CMOs futuros.

A metodologia probabilística, foco deste trabalho, é detalhada também nos resultados do próximo capítulo, juntamente com a inserção de restrição bilateral e contratos derivativos.

5. RESULTADOS

5.1 Introdução

Neste capítulo são descritas, através de casos hipotéticos, as implementações da metodologia exposta no Capítulo 4.

Inicialmente, será solucionado um problema de forma determinística, para melhor compreensão dos dados de entrada do modelo.

Após esta análise, realiza-se a apresentação dos resultados do caso probabilístico e de restrição mínima bilateral, focos deste trabalho. Por fim, alguns resultados relativos à inserção de contratos derivativos ao final também serão apresentados.

Para cada metodologia, avaliaram-se os desempenhos das distintas carteiras de contratos no espectro de retorno esperado e respectiva probabilidade de ocorrência e risco.

Conforme citado no capítulo anterior, em todos os resultados a serem apresentados a discretização do horizonte de tempo é em bases mensais de contratação. O modelo considera o calendário de horas e número de dias oficial de cada mês e realiza os cálculos internamente, portanto, tanto entradas como saídas de volumes, ou energia, são em MW médios (\overline{MW}) e preços em R\$/MWh.

5.2 Apresentação do caso determinístico

Considera-se neste exemplo hipotético que o lastro do gerador é de 1.500 \overline{MW} ao longo de todo o horizonte do estudo, em cada estágio avaliado.

O período de simulação é de 14 meses, adotado para compreender um ciclo anual típico de sazonalidade de afluência e um mês anterior e outro à frente para verificar influências de possíveis afluências atípicas que causam ruídos à análise de contratação, denotados sempre pelo índice “T” e o respectivo mês. O prazo dos contratos formatados pelo agente gerador é apresentado na Figura 11. São ao todo 20 contratos candidatos.

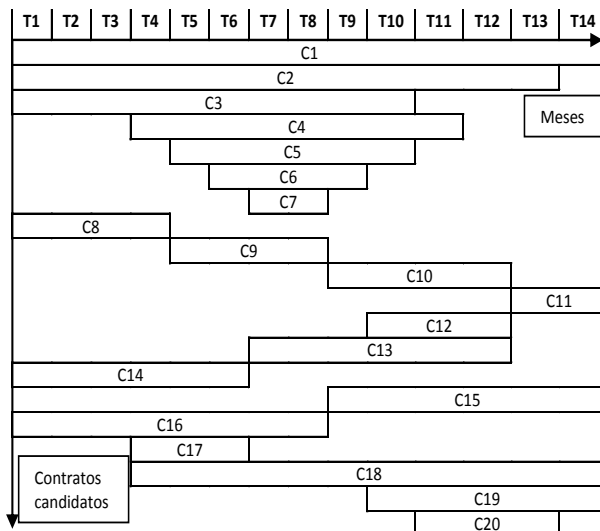


Figura 11 – Contratos candidatos.

Os volumes máximos de energia, por mês e fixos, a ser contratada pelos contratos candidatos estão apresentados na Tabela 1. Os volumes mínimos para as quantidades de energia dos contratos é zero.

Tabela 1 - Volumes máximos dos contratos candidatos [MW].

C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10
350	240	220	120	150	140	50	200	130	150

C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20
25	25	300	400	200	320	90	400	420	200

O cenário de PLD escolhido como base, que é fixo, é o que consta abaixo disposto na Tabela 2.

Tabela 2 - Cenário base de PLD [R\$/MWh].

T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
76,99	57,20	57,27	68,19	43,76	38,02	90,26

T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14
92,11	99,86	92,51	96,11	98,02	85,29	102,0

Conforme exposto ao longo do trabalho, o que não for negociado do lastro do agente nestes 20 contratos o modelo considera que será liquidado no mercado de curto prazo, ao valor do PLD.

Os resultados são trazidos a valor presente a uma taxa anual de 8%.

Os preços de cada contrato são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Preços dos contratos candidatos [R\$/MWh].

C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10
88	90	91	95	98	97	105	60	76	115

C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20
98	120	120	55	80	92	75	102	110	123

Assim, com os dados de entrada definidos, o modelo de otimização foi processado, resultando em uma alocação ótima de energia elétrica nos contratos conforme visualizado na Tabela 4 seguinte:

Tabela 4—Alocação ótima de energia nos contratos, caso determinístico[MW].

C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10
0	240	220	0	0	20	0	0	0	0

C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20
25	0	300	0	0	320	90	400	340	200

O montante de energia não negociado nos contratos bilaterais é negociado no curto prazo, sendo que a energia alocada consta na Tabela 5.

Tabela 5—Alocação ótima de energia no curto prazo, caso determinístico[MW].

T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
720	720	720	230	230	210	0

T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14
0	320	0	20	20	295	735

A Receita Total é portanto de R\$ 1.425.728.715,75.

O modelo determinístico, tendo em vista não considerar as incertezas associadas aos preços dos contratos, é apenas ilustrativo. Verifica-se nele que modelos computacionais de otimização baseados em maximização alocam os ativos conforme o maior preço.

5.3 Cálculo probabilístico

O preço de cada contrato do modelo determinístico será considerado no modelo probabilístico como valor esperado da média que o usuário especifica e a incerteza é tratada como o desvio-padrão. A todos os contratos utilizou-se a distribuição normal como parâmetro de incerteza.

De uma maneira geral, a incerteza do valor de um contrato aumenta quanto mais distante é o início de suprimento de energia elétrica. Logo, contratos com início de suprimento para daqui a quatro ou mais meses possuem maior incerteza quanto a preço do que contratos cujo início se dará dentro de alguns meses.

Também é razoável aplicar em alguns meses do ano um valor maior de desvio-padrão, afim de simularmos o que ocorre na prática em relação ao PLD nesses meses.

Na Tabela 6 são apresentados valores esperados e os desvios-padrão para cada contrato, bem como a vigência em meses de cada um deles.

Tabela 6 - Dados de entrada de preços dos contratos candidatos, caso probabilístico.

	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10
Vigência	14	13	10	8	6	4	2	4	4	4
Média	88	90	91	95	98	97	105	60	76	115
Desvio	3,5	3,2	3	2,5	2	2	1,5	1	1,2	1

	C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20
Vigência	2	3	6	6	6	8	3	11	5	3
Média	98	120	120	55	80	92	75	102	110	123
Desvio	1,1	1	1,7	1	1,2	1,5	1	2,25	1,7	2,05

Obs.: unidades dos dados de Vigência é número de meses; a média e desvio estão em R\$/MWh.

O número de otimizações escolhido para o sorteio é de 1.000, número suficientemente elevado para representar adequadamente uma distribuição normal e comumente adotado em problemas desta natureza. A aleatoriedade é permitida apenas para os preços dos contratos bilaterais. O PLD é fixo e apresentado na Tabela 2, bem como os demais dados que compõem o modelo de programação linear são os apresentados no caso determinístico.

Os resultados de saída do modelo de programação linear apresentaram na totalidade 49 possíveis carteiras.

O risco de cada uma dessas carteiras, seguindo o conceito de VaR e CVaR, para um nível de confiança de 90%, 95% e 99%, é apresentado.

Os resultados encontrados estão resumidamente apresentados na Tabela 7 e na Figura 12, sendo que nesta foram omitidas as carteiras que possuem baixíssima probabilidade de ocorrência.

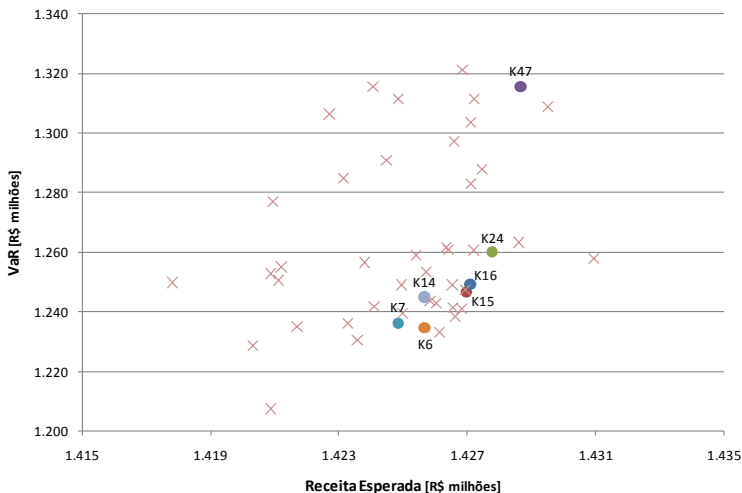


Figura 12 - Resultado de receitas esperadas x VaR, caso probabilístico.

Tabela 7 - Resultado de receitas esperadas, caso probabilístico.

Carteira	Probabilidade	Receita Esperada [R\$ bilhões]
K16	28,70%	1,427
K15	9,80%	1,426
K24	7,80%	1,427
K19	5,40%	1,427
K47	4,70%	1,428
K7	4,50%	1,424
K6	4,30%	1,425
K14	4,30%	1,425

Constata-se que 8 carteiras concentram 69,5% do total dos resultados das 1.000 otimizações independentes realizadas, ou seja, existe a probabilidade de 0,695 da solução do modelo resultar em uma destas 8 carteiras.

A composição da carteira com maior probabilidade de ocorrência, que é a K16, é apresentada nas Tabelas 8 e Tabela 9, que apresentam a alocação ótima nos contratos e também no curto prazo da simulação selecionada, a de percentil cinquenta, representativa da média

das 287 simulações que formam esta carteira.

Tabela 8 – Alocação ótima de energia nos contratos, caso probabilístico da K16 [MW].

C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10
0	240	220	0	0	20	0	0	0	0

C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20
25	0	300	0	0	320	90	400	340	200

Tabela 9 – Alocação ótima de energia no curto prazo, caso probabilístico da K16 [MW].

T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
720	720	720	230	230	230	0

T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14
0	320	0	20	20	295	735

Algumas carteiras possuem probabilidade muito baixa de ocorrer, dado as premissas realizadas. Do total das 49 carteiras encontradas pelo modelo, 31 possuem uma probabilidade menor ou igual a 1,0% e 15 delas possuem uma probabilidade menor ou igual a 0,2% de serem a solução do problema.

Portanto, mesmo que uma carteira possua uma receita esperada maior do que a outra, deve-se também analisar a probabilidade dela vir a se realizar. Desta maneira, o usuário pode eliminar aquelas carteiras que podem ser eficientes, mas com baixa probabilidade de se realizar.

A maior receita esperada para as carteiras candidatas é encontrada na Carteira K30 com receita esperada de R\$ 1.430.441.510,18, e a menor na Carteira K31 com R\$ 1.417.314.240,24 reais. A diferença entre ambas é de aproximadamente 1%, o que representa pouco em valores percentuais, mas em valores absolutos alcança um montante considerável, de R\$ 13.127.269,94.

Denota-se que a análise por parte do decisor envolve a probabilidade de ocorrência e seleção das carteiras adequadas.

Embora a K30 possua a maior receita esperada, a probabilidade de ocorrência da mesma é baixa, de apenas 0,1%, ou seja, apenas um caso dentre os 1.000 simulados resultou nesta carteira. O decisor, portanto, deve desconsiderá-la. Para apresentar a composição desta carteira, as Tabelas 10 e Tabela 11 mostram a alocação ótima nos contratos e no curto prazo da denominada carteira K30.

Tabela 10 – Alocação ótima de energia nos contratos, caso probabilístico da K30 [MW].

C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10
0	240	220	120	0	110	0	0	0	150

C11	C12	C13	C14	C15	C16	C17	C18	C19	C20
25	0	90	0	0	320	90	400	280	200

Tabela 11 – Alocação ótima de energia no curto prazo, caso probabilístico da K30 [MW].

T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7
720	720	720	110	0	0	0

T8	T9	T10	T11	T12	T13	T14
0	170	0	20	140	355	795

A seleção de qual valor de receita esperada e conseqüente melhor representação dos contratos, quando da ocorrência de mais de uma simulação apresentar a mesma alocação ótima de contratos, é realizada pelo percentil de cinqüentaporcento da receita esperada. No caso da K30, como houve apenas uma simulação que apresentou alocação nestes contratos, não há necessidade de classificação.

Como pode ser observada, a solução formada pela K47 possui uma receita esperada muito acima das outras carteiras, porém há de se ressaltar que a probabilidade de ocorrência da mesma é de apenas 4,70%.

As variáveis a serem analisadas, além da probabilidade de ocorrência, é a receita esperada e o VaR e CVaR para as carteiras.

Na análise de risco VaR e CVaR para as carteiras, realizou-se a sensibilidade de adotar-se como premissa os seguintes valores: 90%, 95% e 99% para o nível de confiança. Expressas na Tabela 12.

Tabela 12 - Sensibilidade dos resultados de risco, caso probabilístico.

Carteira	VaR 90%	CVaR 90%	VaR 95%	CVaR 95%	VaR 99%	CVaR 99%
K16	1,253	1,249	1,249	1,247	1,247	1,247
K15	1,249	1,245	1,247	1,245	1,236	1,236
K24	1,263	1,259	1,260	1,258	1,257	1,257
K19	1,256	1,252	1,253	1,251	1,250	1,250
K47	1,315	1,315	1,316	1,316	1,314	1,314
K7	1,241	1,238	1,236	1,235	1,235	1,235
K6	1,237	1,234	1,235	1,233	1,233	1,233
K14	1,251	1,247	1,245	1,243	1,243	1,243

Obs.: os dados de VaR e CVaR estão expressos em R\$ bilhões.

Além da Carteira K16 possuir a maior probabilidade de ocorrência associada à mesma, ela é a 12^a carteira em termos de receita esperada. Em relação ao risco VaR, a mesma apresenta a posição de número 29, em ordem crescente. Conclui-se que esta carteira não é uma boa escolha devido ao alto risco e não tão bom retorno como as demais.

Na análise deste caso a sensibilidade apresentada confirma o esperado, ou seja, quanto maior o nível de confiança menores os valores de VaR e CVaR. Reitera-se aqui que as análises de risco são de ganho mínimo e não perda máxima, quanto maiores os valores menor o risco ao agente.

Este caso em particular apresentou valores de CVaR próximos ao do VaR, ou seja, não espera-se desvios extremos além do especificado pelo nível de confiança. Verifica-se na Figura 13 a seguir o comportamento do CVaR com nível de confiança 95% em relação ao VaR a 95%.

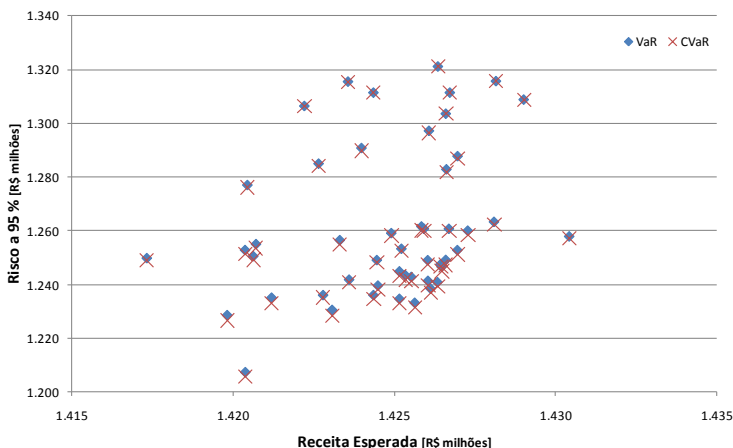


Figura 13 - Análise do comportamento de risco VaR e CVaR, caso probabilístico.

Cabe destacar que a análise de modelos que possuam restrições de valor mínimo de risco embora não seja necessária a denominada seleção de carteiras, a escolha de um valor adequado de corte se faz necessário previamente, ou seja, de qualquer forma análises tais quais ao do modelo proposto nessa dissertação se fazem necessárias.

Analizando os contratos candidatos e respectivas alocações nas 1.000 otimizações realizadas para a composição das carteiras, percebe-se que o contrato definido como C3 e o contrato C11 tiveram energia alocada para todas as 49 carteiras. Já três contratos não tiveram energia alocada pelo modelo em nenhuma delas carteiras. São eles: C8, C14 e C15. O C7 em apenas uma análise.

Portanto, independentemente da carteira escolhida pelo usuário, é interessante a decisão de firmar contratos no C3 e no C11, e é inconsistente a decisão do usuário em negociar contratos naqueles nenhuma vez considerados como ótimos. Ressalta-se, entretanto, que todos estes resultados são função das premissas utilizadas.

Esta análise por contrato é interessante do ponto de vista de análise de entrada de dados, em que o usuário poderia substituir os cinco contratos que não tiveram energia alocada por outros e realizar novas simulações.

Verificou-se também que a alocação no mercado de curto prazo apresentou valor médio de 18% em todo o período analisado, sendo que o máximo foi de 62% e o mínimo de nenhuma alocação em algum

estágio.

De posse das 49 carteiras resultantes do modelo, da receita esperada de cada uma delas, das métricas de risco VaR e CVaR ao nível de 90%, 95% e 99%, da probabilidade de cada uma destas carteiras ocorrer e da quantidade de energia alocada em cada carteira, o usuário possui um leque bastante amplo de informações que pode subsidiar na decisão de contratação e melhorar sua performance financeira.

5.4 Inserção de restrição mínima bilateral

Uma segunda simulação foi efetuada inserindo algumas restrições adicionais no modelo de otimização. Sabe-se que restrições limitam as decisões do modelo, portanto o número de carteiras encontradas irá diminuir, caso as restrições sejam ativas.

Neste caso analisado as restrições inseridas foram referentes à:

- Totalidade de contratação mínima bilateral de 70% da energia total disponível de contratação.
- Contratos C1, C2 e C3 com mínimo de 8% em cada contrato.

As restrições mínimas por contrato dizem respeito a simulações de casos em que haja na carteira do agente clientes que exigem de certa forma alguma fidelização, seja por negócios realizados ou qualquer outra motivação. Podendo-se realizar estas simulações com contratação de 100% mínima bilateral ou mesmo aplicando-se ao contrato a característica de contrato já existente, que não será simulado como candidato, porém, constará dos dados de saída de relatórios e análises.

Os dados de entrada são os mesmos que no caso probabilístico, permitindo-se também o sorteio aleatório dos preços dos contratos da mesma forma que realizado, com 1.000 otimizações.

Para o caso restrição bilateral mínima, o modelo encontrou apenas 16 carteiras candidatas a eficientes, ou seja, 70% inferior ao caso probabilístico. Isto se deve às restrições inseridas no modelo. Quanto mais restrições ativas são inseridas, a tendência é que o número de carteiras diminua, bem como a receita esperada de cada uma delas.

Das 16 carteiras, cinco delas concentraram 97,7% dos resultados. As carteiras cujos resultados foram verificados mais vezes foram a K4, 636 vezes, a K1, 129 vezes e a K2 com 107 eventos favoráveis num total de 1.000 otimizações.

A Tabela13 resume os resultados de probabilidade, receita esperada e risco para o nível de confiança selecionado de 95%.

Tabela 13 - Resultados das receitas esperadas, caso contratação mínima bilateral.

Carteira	Probabilidade	Receita Esperada	VaR 95%	CVaR 95%
K4	63,60%	1,420	1,319	1,319
K1	12,90%	1,418	1,315	1,315
K2	10,70%	1,416	1,313	1,312
K5	5,40%	1,419	1,315	1,315
K3	5,10%	1,422	1,324	1,324

Obs.: os dados de receita esperada e VaR e CVaR estão expressos em R\$ bilhões.

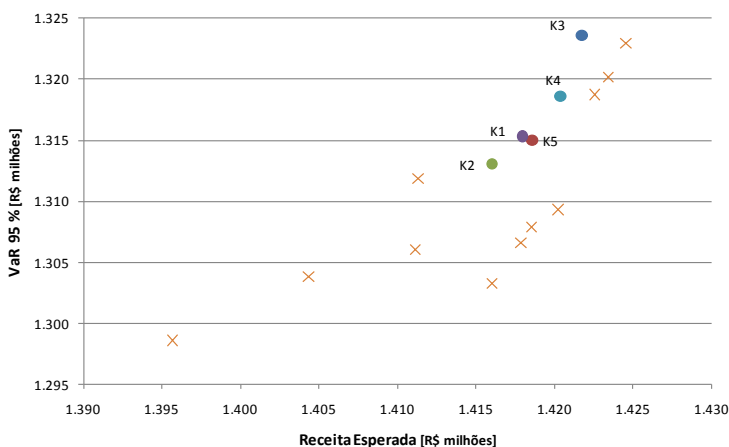


Figura 14 - Resultado de receitas esperadas x VaR, caso contratação mínima bilateral.

Ao interpretar esta figura é importante levar em conta que, apesar da carteira K3 possuir maior receita esperada e também o menor risco, possui baixa probabilidade de ocorrência, portanto a K4 seria a carteira a ser selecionada pelo decisor.

Afim de confirmar a potencialidade da carteira K4 realizou-se a sensibilidade de adotar-se como premissa outros valores de sensibilidade: 90%, 95% e 99% para o nível de confiança. Verificadas as sensibilidades na Tabela 14.

Tabela 14 - Sensibilidade dos resultados de risco, caso bilateral mínimo.

Carteira	VaR 90%	CVaR 90%	VaR 95%	CVaR 95%	VaR 99%	CVaR 99%
K4	1,319	1,319	1,319	1,319	1,319	1,319
K1	1,317	1,315	1,315	1,315	1,315	1,315
K2	1,315	1,313	1,313	1,312	1,312	1,312
K5	1,315	1,315	1,315	1,315	1,315	1,315
K3	1,324	1,324	1,324	1,324	1,324	1,324

Obs.: os dados de VaR e CVaR estão expressos em R\$ bilhões.

Outro caso analisado acerca das possibilidades de inserção de restrições que agreguem ao decisora percepção prévia risco da empresa, é realizar sensibilidades em:

- Totalidade de contratação mínima bilateral de 75% e também para 80% da energia total disponível de contratação,
- Contratos C1, C2e C3 com mínima contratação de 8%.

A sensibilidade a ser analisada foi feita em relação às cinco carteiras do caso contratação mínima bilateral com maior probabilidade de ocorrência. Os dados de entrada são os mesmos que no caso anterior, porém não se permitiu o sorteio aleatório dos preços dos contratos novamente.

A Tabela 15 resume os resultados de receita esperada e risco para o nível de confiança selecionado de 95% nas 3 sensibilidades analisadas, de contratação mínima total bilateral de 70%, 75% e 80%. Em todos os casos analisados também se considerou o mínimo de 8% nos contratos C1, C2 e C3.

Tabela 15 - Resultados das receitas esperadas, caso contratação mínima bilateral.

Carteira	Mínimo bilateral	Receita Esperada	VaR 95%	CVaR 95%	Var 95%/ Rec.Esp.
K4	70%	1,420	1,319	1,319	0,9283
K4	75%	1,414	1,327	1,326	0,9384
K4	80%	1,392	1,319	1,318	0,9473
K1	70%	1,418	1,315	1,315	0,9276
K1	75%	1,411	1,323	1,323	0,9377
K1	80%	1,388	1,315	1,314	0,9471
K2	70%	1,416	1,313	1,312	0,9273
K2	75%	1,409	1,322	1,321	0,9377
K2	80%	1,388	1,315	1,314	0,9471
K5	70%	1,419	1,315	1,315	0,9270
K5	75%	1,413	1,326	1,325	0,9384
K5	80%	1,392	1,318	1,318	0,9473
K3	70%	1,422	1,324	1,324	0,9310
K3	75%	1,416	1,329	1,328	0,9385
K3	80%	1,393	1,319	1,318	0,9473

Obs.: os dados de receita esperada e VaR e CVaR estão expressos em R\$ bilhões.

Este segundo caso tem por objetivo realizar-se uma análise de risco VaR e CVaR, ou seja, verificar se com o aumento do nível de contratação mínima bilateral os valores de VaR e CVaR também aumentam e concluir-se que o risco será menor.

Para facilitar a análise da tabela, tendo em vista que a receita esperada altera-se quando da alteração de restrições de contratação mínima bilateral, criou-se uma coluna que apresenta a crescente relação entre receita esperada e risco quando se aumenta a contratação mínima bilateral. Conclui-se, então, o esperado, quanto maior o valor exigido de contratação mínima bilateral, menor o risco, ou seja, maiores os valores de VaR e CVaR.

5.5 Inserção de contratos derivativos

Afim de verificarmos as considerações expostas no capítulo do modelo proposto, acerca da inserção de contratos derivativos em modelagens com programação linear, os resultados serão apresentados com a seguinte sensibilidade quanto ao contrato C11, deixando o mesmo de ser considerado como um contrato bilateral e aplicando a ele características de derivativo.

Tabela 16 - Dados de entrada do contrato derivativo.

Preço exercício	98,00R\$/MWh
Períodos	T13 - T14
Energia	25MW

Dado que o cenário fixo de PLD base ao final do horizonte deste exemplo é

Tabela 17–Cenário de PLD base no final do horizonte.

Estágio	T13	T14
Preço	85,29R\$/MWh	102,00R\$/MWh

O prêmio dado como entrada à simulação foi estimado em 1,97%, condizente com os dados de entrada do contrato derivativo, porém arbitrário já que não há um modelo específico de precificação de opções, conforme exposto no capítulo anterior.

Espera-se, portanto, que o contrato seja alocado no estágio de tempo T13 e não no estágio T14 após realização das simulações. Os resultados são apresentados na Figura 15 e Tabela 18 a seguir.

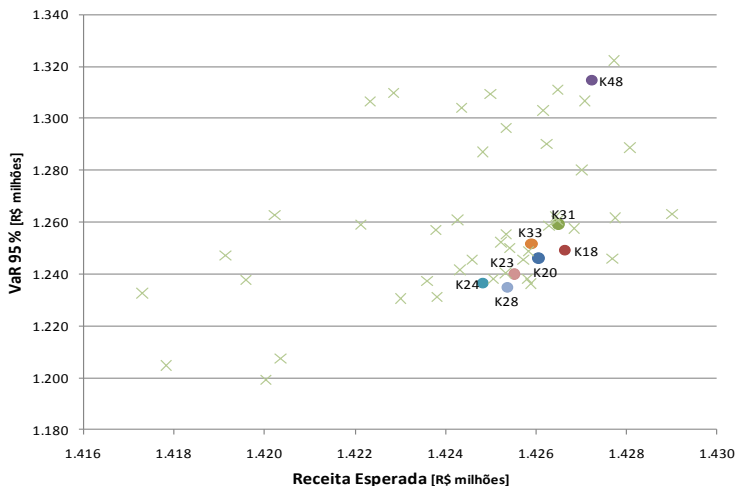


Figura 15 - Resultado de receitas esperadas x VaR, caso inserção de contrato derivativo.

Tabela 18 - Resultados das carteiras ótimas, caso inserção de contrato derivativo.

Carteira	Probabilidade	Receita Esperada	VaR 95%	CVaR 95%
K18	28,0%	1,427	1,249	1,247
K20	9,2%	1,426	1,246	1,244
K31	7,1%	1,426	1,259	1,258
K48	6,30%	1,427	1,315	1,315
K24	6,10%	1,425	1,236	1,235
K33	5,7%	1,426	1,252	1,250
K28	5,6%	1,425	1,235	1,233
K23	4,0%	1,426	1,240	1,238

Obs.: os dados de receita esperada e VaR e CVaR estão expressos em R\$ bilhões.

Realizando sensibilidades aos valores de prêmios obteve-se que, acima do valor 6,48%, o contrato não aloca energia em nenhuma simulação. Isso se deve ao fato da penalização ser realizada pelo número de meses de entrada da simulação. No caso apresentado, como são dois meses e levando-se em consideração os valores percentuais da diferença entre o PLD e preço de exercício de 98,00 R\$/MWh, o resultado é de 12,71 R\$/MWh que, divididos pelo número de meses, encontra-se o citado valor de 6,48%.

Os resultados não apresentaram expressivas diferenças em relação ao caso probabilístico devido ao fato de o contrato C11 possuir uma limitação de $25\overline{\text{MW}}$, que é uma quantidade baixa em relação aos montantes totais disponíveis para contratação. Porém o modelo resultou no esperado, que era a alocação da energia no mês T13 e não no estágio T14, sendo abatido da receita total o pagamento de prêmio para ambos os meses.

5.6 Comentários finais

A partir dos resultados obtidos nas simulações referentes aos exemplos mencionados e em longos testes de validação, foi possível verificar propriedades desejáveis a modelos computacionais tais como flexibilidade, robustez, convergência, operacionalidade, transparência e facilidade de uso.

A escolha do nível de confiança deve levar em consideração o grau de aversão ao risco da empresa. Uma aversão mais forte ao risco indica que um valor maior de capital deve ser alocado a fim de cobrir possíveis perdas, resultando assim, em um nível de confiança mais alto.

Uma opção na definição do nível de confiança consiste em definir vários percentis e analisar o VaR e CVaR para cada um deles. Ressalta-se, entretanto, que é importante o usuário escolher um nível de confiança que lhe permita verificar as estimativas regularmente. Ao se escolher um nível de 95%, por exemplo, a expectativa é que haja, a cada 20 dias, uma perda diária que supere o VaR.

O modelo proposto conseguiu atingir um de seus propósitos principais, que era aliar a otimização linear e o cálculo de risco por simulação envolvendo na ordem de 2.000 cenários possíveis. Além disso, ele demonstrou ser uma ferramenta rápida, não sendo necessário mais que 18 minutos para encontrar 1.000 soluções ótimas para um problema com 20 contratos e 14 estágios. A robustez do modelo foi testada para problemas de maior porte, verificou-se que o modelo resolve problemas de dimensão de 100 contratos e 25 estágios.

6. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Esta dissertação teve foco no desenvolvimento de uma metodologia de otimização sob incerteza para avaliar o portfólio de contratos de um agente gerador de energia elétrica que comercializa energia no ACL.

Ao longo do trabalho, foi realizado um breve estudo dos modelos de otimização sob incerteza e levantamento dos principais modelos de otimização de portfólio que, além de considerar incerteza, utilizam métricas para restringir o risco do portfólio.

Após a investigação das técnicas de modelagem e solução do problema, verificou-se que o modelo de programação linear associado ao VaReCVaR propiciam ao decisor ferramenta de auxílio ao processo decisório de comercialização de energia elétrica. Pelo fato de o processo de tomada de decisão ser realizado em etapa posterior é possível que o decisor reaja com o comportamento das soluções ótimas em relação às funções objetivo, um exemplo disso seria aceitar um nível de risco um pouco maior por verificar uma alta elevação no retorno próximo à solução inicialmente avaliada.

Na modelagem dos contratos bilaterais candidatos podem ser consideradas as incertezas relacionadas aos preços dos mesmos, caracterizados pela média e desvio-padrão utilizando-se de simulação probabilística da função de distribuição normal.

As restrições inseridas foram projetadas para demonstrar a aplicabilidade do programa e modelagem da aversão ao risco do agente à exposição ao mercado de curto prazo. Acerca da modelagem de contratos derivativos fazem-se necessárias investigações futuras para inserção de contratos flexíveis, já que a programação linear adotada neste trabalho é limitada para tal. Métodos que envolvem modelos de programação dinâmica resolvem o problema.

Os resultados do estudo mostraram que a decisão otimizada de contratação apresenta variação com o nível de confiança de risco que se pretende assumir. Foi concluído que o modelo de otimização estudado, face às premissas e dados considerados, é de relativa complexidade no tocante ao usuário ter de conhecer problemas de pesquisa operacional e de otimização estocástica e dinâmica para realizar simulações que propiciem resultados consistentes.

Cabe destacar também que os casos apresentados demonstram a potencialidade e facilidade de aplicação da ferramenta, porém não

possuem o objetivo de demonstrar a realidade de agentes que atuam no setor elétrico brasileiro.

A seguir são listadas algumas sugestões para trabalho futuro:

- Considerar a hipótese de comercializar em mais de um submercado de energia;
- Verificar a diferença do uso de base de dados de previsões futuras e de dados históricos;
- Estudos de aprimoramento do mecanismo de formação do preço de curto prazo e os rebatimentos ao modelo de mercado adotado no Brasil;
- Aplicação de métricas de risco distintas;
- Realizar estudos de incerteza também no preço de curto prazo, por exemplo, por meio de abordagem *fuzzy*;
- Inserção de restrições de risco na modelagem matemática da otimização linear,
- Desenvolvimento de estudos de previsão de preços futuros de energia elétrica.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBUYEH, F. e J. KUMAR. *Decision support tools for market participants*. Power Systems, IEEE Transactions on, v.18, n.2, p.512-516. 2003.

ANDERS, G.; ENTRIKEN, R.; NITU, P.; 1999. *Tutorial: Risk Assessment and Financial Management*. IEEE Power Engineering Society.

ANDERSON, E. J., X. Hu, e D. Winchester (2007). *Forward contracts in electricity markets: The Australian experience*. Energy Policy 35, 3089–3103.

ARFUX, G. A. B.; 2004. *Gerenciamento de Riscos na Comercialização de Energia Elétrica com Uso de Instrumentos Derivativos: Uma abordagem Via Teoria de Portfólios de Markowitz*. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC.

ARTZNER, P., DELBAEN, F., EBER, J-M., HEATH, P.; 1998. *Coherent Measures of Risk*, *Mathematical Finance*, v. 9, p. 203-228.

AZEVEDO, F.; VALE, Zita A.; VALE, Almeida A.; 2003. *Decision-Support Tool for the Establishment of Contracts in the Electricity Market*. IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23th-26th, Bologna, Italy.

BAÍLLO A., CERISOLA S., LOPEZ J.M.F.; 2007. *Strategic Bidding in Electricity Spot Markets Under Uncertainty: A Roadmap*, Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE.

BETTEGA, R.; RAMOS, F.; *O Impacto da Comercialização no Mercado Spot de Energia na Análise de Viabilidade de Hidrelétricas*, Revista Brasileira de Recursos Hídricos, v.6, n.1, p. 43-70, Jan./Marco 2001.

BJORGAN, R.; LIU, Chen C.; LAWARRÉE, Jacques;
2003.*Financial Risk Management in a Competitive Electricity Market*.University of Washington, Seattle.

CABERO J., BAÍLLO A., CERISOLA S., VENTOSA M.; 2005.*A Medium-Term Integrated Risk Management Model for a Hydrothermal Generation Company*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 20, Nº3.

CASTRO, R.; 2004. *Análise de decisões sob incertezas para investimentos e comercialização de energia elétrica no Brasil*. Campinas, SP. Tese de Doutorado – UNICAMP.

CCEE (2010), site CCEE, acesso em 18 de novembro de 2010, 15h.

CHERNOZHUKOV e UMANTSEV; 2001.*Conditional Value-at-Risk: Aspects of Modeling and Estimation*, Social Science Research Network.

DAHER, M.; 2006.*O Planejamento e a Programação da Operação do SIN pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS*. Seminário Internacional de Reestruturação e Regulação do Setor de Energia Elétrica e Gás Natural. Rio de Janeiro, agosto 2006.

DAHLGREN, R.; LIU, C. C.; LAWARRÉE, J.; 2003.*Risk Assessment in Energy Trading*.IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18.No 2, May 2003.

Decreto nº 5.163/2004
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm

Decreto nº 5.177/04
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5177.htm

DENTON, M. et al; 2003.*Managing Market Risk in Energy*.IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18. No 2, May 2003.

GEDRA, T.W.; 1994. *Optional Forward Contracts for Electric Power Markets*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No 4, November 1994.

GLEASON, J. T. - "*The new management imperative in finance risk*", Boomblerg, abril de 2000;

GUDER, R.; 2009. *Otimização de portfólios de contratos de energia elétrica utilizando algoritmos genéticos multi-objetivo*. Florianópolis, SC. Dissertação de Mestrado – UFSC/PGEEL.

GUO, M.-Y. e S.-Y. ZHANG. *Study on CVaR forecasts based on weighted realized volatility*. Management Science and Engineering, 2008. ICMSE 2008. 15th Annual Conference Proceedings., International Conference on, 2008. 91-96 p.

HATAMI, A. R., H. SEIFI e M. K. SHEIKH-EL-ESLAMI. *Optimal selling price and energy procurement strategies for a retailer in an electricity market*. Electric Power Systems Research - ELSEVIER, v.79, p.246-254. 2009.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G.; 1997. *Competition and choice in electricity, national economic research associates*. 1ª Ed. John wiley& Sons, England.

ILIADIS, N. A., M. V. F. PEREIRA, S. GRANVILLE, M. FINGER, P. A. HALDI e L. A. BARROSO. *Benchmarking of hydroelectric stochastic risk management models using financial indicators*. PowerEngineeringSociety General Meeting: IEEE 2006.

JORION, P.; 1998. *Value at Risk, A Nova Fonte de Referência para o Controle do Risco de Mercado*. 1ª Ed. Bolsa de Mercadorias & Futuros – BM&F.

KONNO, H., YAMASAKI, H., 2001. *Mean-Absolute Deviation Portfolio Optimization Model and Its Applications to Tokio Stock Market*, Management Science, Vol. 37, p. 519-531.

Lei nº 10.848/04

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm

Lei nº 9.074/95

http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9074compilada.htm

LIU Min; 2007. *A Survey on Risk Management in Electricity Markets* Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE Volume , Page(s): 6 pp.

MARKOWITZ H. M.; 1952, *Portfolio Selection*, Journal of Finance Nº 7.

MARZANO, L. G. B.; MELO, A. C. G.; SOUZA, R. C.; 2003. *An Approach for Portfolio Optimization of Energy Contracts in the Brazilian Electric Sector*. IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23th-26th, Bologna, Italy.

MARZANO, L.G.B.; 2004. *Otimização de Portfólio de Contratos de Energia em Sistemas Hidrotérmicos com Despacho centralizado*. Tese de Doutorado, Programa de Pós Graduação Pontifícia Universidade Católica - PUC – RJ.

MATOS, V.L.; 2008. *Análise comparativa entre as modelagens de reservatório equivalente de energia agregado por subsistema e por cascata no problema do planejamento anual da operação energética*. Florianópolis, SC. Dissertação de Mestrado – UFSC/PGEEL.

MATEUS, J.C. et al. *Hydrothermal bilateral contract negotiation with energy and financial risks analysis*. Power Engineering Society General Meeting. IEEE 2008.

MME;2010;Relatórios internos de grupos de trabalho, acesso em 18 de setembro de 2010.

MUNHOZ,F.C.; 2008. *Modelo de suporte à decisão para contratação eficiente de energia elétrica*. Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas - SP.

NASSER, I. C.; CARVALHO, Leandro César Xavier; 2007. *Avaliação da Viabilidade Jurídica para a Inclusão de Elementos de*

Mercado no Cálculo do PLD. Monografia do Curso de Extensão em Direito de Energia Elétrica da Universidade Cândido Mendes, Curitiba - PR.

OLIVEIRA, A. M.; 2003. *Estratégia Ótima de Oferta de Preços no Mercado de Curto Prazo em Sistemas com Predominância Hidrelétrica*, Tese de Doutorado – Departamento de Engenharia Elétrica Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

OLIVEIRA, M. F. *Contribuições ao Gerenciamento de Risco no Problema de Comercialização de Energia Elétrica*. Dissertação de Mestrado. Departamento de Eng. Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.

PALAMARCHUK, S. I.; 2003. *Forward Contracts for Electricity and Their Correlation With Spot Markets*. IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23th-26th, Bologna, Italy.

PEMBERTON, T. O.; 2006. *Modelando o preço spot de energia elétrica no Brasil: um modelo estocástico com reversão à média, mudança de regime markoviano e difusão com saltos*. Dissertação: Mestrado – Programa de Mestrado Profissional em Economia. Faculdade Ibmecc São Paulo.

PEREIRA, M. V. F.; 2007. *Racionamento no SIN*, Preliminar 11/10/2007, Power Systems Research (PSR) - Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE.

PFLUG, G. C.; 2000. *Some Remarks on the Value-at-Risk and the Conditional Value-at-Risk. "Probabilistic Constrained Optimization: Methodology and Applications"*. Kluwer Academic Publishers.

PILIPOVIC, D.; 1997. *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives*. McGraw – Hill.

RAMOS, D. S.; 2002. *Formação de Preços e Comercialização de Energia no Novo Ambiente Institucional do Sistema Elétrico Brasileiro – Gerenciamento de Risco no Setor de Energia Elétrica*. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

- ROCKAFELLAR, R.T., URYASEV, S., 2000. “*Optimization of Conditional Value-at-Risk*”, The Journal of Risk, Vol.2, Nº 3, pp 21-41.
- SCHOUGHANA, F.S., 2007. *Alternativas Eficientes de Atração e Proteção de Investimentos*, São Paulo, Bolsa de Mercadorias & Futuros.
- SILVA, E. L.; 2001. *Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica*. 1ª Ed. Sagra Luzzatto, Porto Alegre.
- SILVEIRA, F. S. V; 2001. *Modelo Integrado para Avaliação de Projetos de Investimento no Setor Elétrico*, tese de doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC.
- STERN, J. M., PEREIRA, C.A. de B., RIBEIRO, C. de O., DUNDER, C., NAKANO F., LAURETTO M., Otimização e Processos Estocásticos Aplicados à Economia e Finanças.
- SZEGO, G., 2002. *Measures of Risk*. Journal of Banking and Finance, Vol. 26, p 1253-1272.
- TAKAHASHI, L.; 2008. *Precificação de contratos flexíveis de energia elétrica: contrato-a-termo e opção*. Tese de Doutorado, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas - SP.
- TAMAROZI, R.; 2002. *Identificação, modelagem e mitigação de riscos em operações de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro*. Curitiba, PR. Dissertação de Mestrado – UFPR.
- TANLAPCO, E.; LAWARRÉE, J.; LIU, C. C.; 2002. *Hedging With Futures Contracts in a Deregulated Electricity Industry*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No 4, August 2002.
- TEIVE, R. C. G. et al. *A decision support system for energy trading and portfolio optimization*. Anais do EEM10 - 7th Conference on the European energy market, June 2010.
- TORRES, R. C. *Avaliação de Portfólios de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica: Uma Abordagem pela Teoria de*

Opções. Dissertação de mestrado. Programa de Pós-graduação em Engenharia Industrial, PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2006.

VIANNA, L.V.M.C.; RIBEIRO, C.O., *Avaliação da Sensibilidade de Modelos de Composição de Carteiras à Incerteza nos Parâmetros*, Simpósio de Engenharia de Produção – SIMPEP – Bauru, SP, Brasil, novembro de 2004.

WANG, S. Y, Dong, X.J., Yong, L.; 2003.*Stochastic Programming Models in Financial Optimization: A Survey*, Advanced Modeling and Optimization, Vol. 5, number 1.

WONG, K. O., T. K. SAHA e Z. Y. DONG. *Evaluation of New Generation Entry in A Deregulated Electricity Market*. Power Engineering Society General Meeting: IEEE 2007.

YOUNG, M.R.; 1998.*A Minimax Portfolio Selection Rule with Linear Programming Solution*, Management Science, 44, 673-68.

ZELAYA, R. A.; 2004. *Avaliação de Contratos de Energia sob Incerteza: Uma Abordagem Baseada na Lógica Fuzzy e Teoria Multicritério*. Florianópolis, SC. Dissertação de Mestrado – UFSC/PGEEL.

ZHONG, J. e F. F. WU. *Operating Reserve Value at Risk*. Power Engineering Society General Meeting. Montreal, Quebec, Canadá: IEEE 2006.

ZIMMERMANN, M.P.; 2007. *Aspectos técnicos e legais associados ao planejamento da expansão de energia elétrica no novo contexto regulatório brasileiro*. Rio de Janeiro, RJ. Dissertação de Mestrado – PUC/RJ.